

Міністерство освіти і науки України

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

## **Магістерська робота**

**на тему:**

**“Проектування системи електропостачання текстильної фабрики та аналіз способів компенсації реактивної потужності”**

**Спеціальність 8.141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”**

Виконав студент гр. ЕТмдн-91п \_\_\_\_\_ Єгоров Є. А.

Керівник, доцент, к.т.н. \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Консультанти:

по економічній частині доцент, к.е.н. \_\_\_\_\_ Маценко О.М.

по питанням охорони праці \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Нормоконтроль, ст. викладач \_\_\_\_\_ Єфімов Г.П.

Суми – 2020

Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання  
Кафедра електроенергетики  
**Спеціальність 141 ”Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

на магістерську роботу студента групи ЕТмдн-91п

Єгорова Єгора Андрійовича

1. Тема магістерської роботи: **“Проектування системи електропостачання текстильної фабрики та аналіз способів компенсації реактивної потужності”**

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Дата здачі роботи: \_\_\_\_\_ 2020 р.

3. Вихідні дані роботи:

- Нормативні документи;
- План розміщення обладнання;
- Паспортні данні обладнання.

4. Зміст пояснювальної записки:

- вступ;
- технічна частина;
- економічна частина;
- охорона праці;
- висновки;
- список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу:

- План розміщення цехів;
- Картограма електричних навантажень фабрики.
- Добовий графік навантаження.
- Однолінійна схема розподільного пристрою.
- Схема РП ВН з двома трансформаторами
- Схема каналізації електричної енергії

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
1	Лебединський І. Л.		
2	Маценко О.М.		
3	Лебединський І. Л.		

7. Дата видачі завдання:

\_\_\_\_\_

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

Завдання отримав студент \_\_\_\_\_ Єгоров Є. А.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів магістерської роботи	Термін виконання
1	Дані для проектування системи електропостачання	1.11–10.11.20
2	Аналіз способів компенсації реактивної потужності	11.11–20.11.20
3	Техніко-економічний розрахунок варіантів	20.11–24.11.20
4	Проектування системи зовнішнього електропостачання фабрики	25.11–30.11.20
5	Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	01.12–10.12.20

Студент-дипломник \_\_\_\_\_ Єгоров Є. А.  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.  
(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 117, рис. 16, табл. 21, кресл.6

Бібліографічний опис: **“Проектування системи електропостачання текстильної фабрики та аналіз способів компенсації реактивної потужності”** [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 8.141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Єгоров Є. А.; доцент, канд. техн. наук керівник І. Л. Лебединський. - Суми: СумДУ, 2020. - 117 с.

**Ключові слова:** реактивна потужність, компенсація, втрати електроенергії, картограми навантажень, центр електричних навантажень, електроприймач, підстанція, коротке замикання, струм, напруга, навантаження.

реактивная мощность, компенсация, потери электроэнергии, картограммы нагрузок, центр электрических нагрузок, электроприёмник, подстанция, короткое замыкание, ток, напряжение, нагрузки.

reactive power, compensation, power losses, load cartograms, center of electrical loads, power receiver, substation, short circuit, current, voltage, loads.

**Короткий огляд** – виконано розрахунок електричних навантажень і освітленості приміщень, вибір кількості та потужності цехової трансформаторної підстанції, вибір перерізу провідників напругою понад до 1 кВ, Вибір автомата живильної мережі цеху, розрахунок пікових струмів, розрахунок струмів короткого замикання. Було розглянуто релейний захист трансформатора на ГПП.

Проаналізовано інструкції охорони праці при монтажі систем електропостачання та освітлення; розрахований заземлюючий контур підстанції.

## Перелік прийнятих скорочень

ККП – комплектне компенсаторное пристрій  
БСК – батарея статичних конденсаторів  
СЕП – система електропостачання  
ПП – промислове підприємство  
ГПП – Головна понижаюча підстанція  
НН- низька напруга  
ПС- підстанція  
ПУЕ- Правила улаштування електроустановок  
ЕП- електроприймач  
ТП- трансформаторна підстанція  
ЦЕН – Центр електричних навантажень  
РП- розподільний пункт  
КТП – Комплектна трансформаторна підстанція  
КЗ- коротке замикання  
КЛ – Кабельна лінія  
ПЛ – повітряна лінія  
ВН – Висока напруга  
ТС – трансформатор струму  
ТН – трансформатор напруги  
РЗ – релейний захист  
СВ – струмового відсічення

## Зміст

Вступ.....		8
1	Опис технологічного процесу .....	9
2	Аналіз способів компенсації реактивної потужності.....	12
2.1	Способи компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах 6 – 10/0,4 кВ.....	12
2.2	Проблеми компенсації реактивної потужності в міських мережах.....	18
2.3	Розрахунок електричних навантажень.....	21
2.4	Вибір і розміщення батарей статичних конденсаторів в електричній мережі підприємства.....	30
2.5	Побудова картограми навантажень і визначення центру електричних навантажень.....	33
3	Техніко-економічний розрахунок варіантів.....	35
4	Проектування системи зовнішнього електропостачання фабрики.....	45
4.1	Вибір напруги живлення.....	45
4.2	Вибір трансформаторів на ГПП.....	45
4.3	Вибір схеми розподільчого пристрою високої напруги.....	49
4.4	Вибір перерізу живильної лінії електропередач.....	50
5	Система розподілу електроенергії на підприємстві.....	52
5.1	Вибір напруги розподілу електропередач.....	52
5.2	Вибір схеми розподільчого пристрою низької напруги.....	75
5.3	Визначення потужності і кількості цехових трансформаторних підстанцій.....	53
5.4	Вибір способу каналізації електроенергії, схеми розподілу і перерізу кабельних ліній.....	58
6	Вибір і перевірка елементів в системи електропостачання підприємства.....	63
6.1	Розрахунок струмів короткого замикання в СЕП.....	63

						MP.5.8.141.001.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				Літ	Аркуш	Аркушів	
Керівник.	Лебединский				В	6	117	
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

“Проектування системи електропостачання текстильної фабрики та аналіз способів компенсації реактивної потужності”

6.2	Вибір і перевірка елементів в системи електропостачання підприємства.....	70
7	Релейний захист.....	78
7.1	Розрахунок параметрів схеми заміщення.....	81
7.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	82
7.3	Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора на основі реле РНТ-565.....	86
7.4	Розрахунок параметрів спрацьовування диференційного струмового захисту трансформатора на основі реле ДЗТ-11.....	91
7.5	Розрахунок параметрів спрацьовування захисту максимального струму трансформатора.....	95
7.6	Розрахунок параметрів спрацьовування МСЗ трансформатора з пуском по напрузі.....	102
7.7	Розрахунок максимального струмового відсічення лінії живлення.....	107
7.8	Розрахунок комбінованого струмового відсічення лінії живлення	107
7.9	Розрахунок максимального струмового захисту лінії живлення	109
8	Нормативна база з організації охорони праці на підприємствах текстильної промисловості	110
8.1	Загальновиробничі вимоги з охорони праці	110
8.2	Освітлення	111
8.3	Електроустановки й електросилове обладнання	112
	Висновки	115
	Література	116

## Вступ

Співробітники проектних організацій, що займаються проблемами електрифікації та електроенергетики, вирішують наступні завдання:

- створення економічних, надійних систем електропостачання промислових підприємств;
- створення автоматизованих систем управління електроприводами, освітленням і технологічними процесами;
- впровадження мікропроцесорної техніки.

Співробітникам необхідно пам'ятати, що рішення проблем може бути отримано різними технологічними засобами. Дана багатоваріантність рішень задач систем електропостачання промислових підприємств обумовлює проведення техніко-економічних розрахунків (ТЕР), метою яких є економічне обґрунтування обраного технічного рішення.

Виконана система електропостачання промислового підприємства повинна бути надійною, економічною і забезпечувати надійність якості електроенергії. Тільки в цьому випадку систему можна назвати раціональною.

Необхідно відзначити, що система повинна бути гнучкою - тобто забезпечувати можливість розширення при розвитку підприємства без істотного ускладнення і подорожчання первинного варіанту. При цьому потрібно по можливості приймати рішення, які вимагають мінімальних витрат кольорових металів і електроенергії.

Більш того, при побудові системи електропостачання промислового підприємства необхідно враховувати численні фактори: споживану потужність і категорію надійності, розміщення електричних навантажень і т.п.

Завданням даної дипломної роботи є розробка надійної і доцільної в техніко-економічному відношенні системи зовнішнього і внутрішнього електропостачання фабрики.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8



## 1 Опис технологічного процесу

Текстильні фабрики - це підприємства легкої промисловості, які здійснюють виробництво текстильних тканин - полотен, отриманих на ткацькому верстаті шляхом переплетення основних (поздовжніх) і уточних (поперечних) ниток, перпендикулярних одне одному [1].

Сировиною для отримання продукції в процесі ткацтва служать бавовняні, шовкові, лляні, вовняні, джутові, прядив'яні нитки, а також нитки, отримані з штучних і синтетичних волокон.

Технологія виготовлення тканин - це сукупність декількох процесів, що включають в себе:

- підготовчі операції:
- підготовку основи (розмотування ниток, тобто перемотування їх на одну бабину);
- снування, тобто з'єднання великого числа ниток в одну основу, їх паралельне розташування відносно одна одної і однаковий натяг на загальному снувальному валку;
- шліхтовку - зміцнення ниток шляхом їх просочення шліхтою (крохмальним клейстером);
- проборку - протягування ниток в певні деталі ткацького верстата);
- підготовку утка (розмотування, тобто перемотування ниток на шпулі);
- власне ткацтво;
- заключні операції (вимірювання довжини кінцевої продукції; чистку і стрижку тканин, контроль їх якості, укладання продукції).

Відповідно до технологічного процесу виготовлення тканин в структурі ткацького виробництва виділяють:

					MP.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				Опис технологічного процесу	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	9	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

- 1) підготовчий цех, оснащений мотальними, снувальними, шліхтувальними, шпульно-мотальними машинами, проборними верстатами;
- 2) ткацький цех з основними машинами виробництва - ткацькими верстатами, які бувають:
  - механічними, напівмеханічними, автоматичними;
  - за принципом прокладки утка - багаточовниковими, безчовниковими (пневматичними, гідравлічними, рапірними, пневмо-рапірними, верстатами з мікропрокладчиками);
  - по конструкції - плоскими і круглими;
  - вузькими і широкими;
  - для виробництва легких, середніх, важких тканин;
  - ексцентриковими (для випуску тканин з простим переплетенням); кареточними (для виробництва тканин з дрібним візерунком); жакардовими (для виробництва тканин зі складним і великим візерунком);
- 3) бракувальний відділ, який здійснює всі операції на поточних лініях за допомогою вимірювальних і бракувальних машин.

Класифікація кінцевої продукції ткацьких фабрик - тканин - досить різноманітна.

За типом сировини тканини бувають:

- натуральними (з рослинної сировини - бавовняні, лляні, джутові і ін.);
- із сировини тваринного походження - вовняні, шовкові);
- штучними (віскозні, ацетатні і ін.);
- синтетичними (поліамідні, поліестери, поліпропіленові, полівінілові);

За складом сировини виділяють тканини:

- однорідні (з ниток одного виду або з домішкою інших ниток, що не перевищує 10 %);
- змішані (з різних видів ниток: наприклад, 70 % - вовна, 30 % - синтетичне волокно).

За призначенням тканини бувають:

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		10

- побутовими (одежними - білизняними, платтєвими, костюмними, наметовими та ін.);
- декоративними – меблевими,
- порт'єрними и т.ін.;
- вологопоглинаючими - рушниковими, серветковими;
- технічними.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		11

## 2 Аналіз способів компенсації реактивної потужності

### 2.1 Способи компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах 6 – 10/0,4 кВ

Реактивна потужність і напруга є головними параметрами, що характеризують роботу електричних мереж і систем електропостачання в цілому. Як непродуктивна частина повної потужності, реактивна потужність завантажує мережу додатковим струмом, викликаючи додаткові втрати, зменшуючи пропускну здатність ліній електропередач, впливаючи на режими роботи і рівні напруги.

В даний час спостерігається безпрецедентне збільшення абсолютної і відносної втрат електроенергії. Відносні втрати електроенергії при її передачі та розподілі електричних мережах більшості країн, та в нашій країні безпосередньо теж, вважаються задовільними, якщо вони не перевищують 4-5 %. Втрати електроенергії на рівні 10 % можна вважати максимально допустимими з точки зору фізичної сторони передачі електроенергії по мережам.

Втрати електроенергії є природнім продуктом при виробництві, передачі та розподілі електроенергії. Проблема зменшення втрат електроенергії в електричних мережах всіх класів напруг була, є і буде основною проблемою передачі і розподілу електроенергії, так як вона визначає ефективність будь-якого мережевого підприємства. Критерієм такої ефективності є відносна величина втрат, віднесена до виробленої, передаваної або розподіленої енергії].

Відомо, що використання КРП дозволяє значно поліпшити техніко-економічні показники роботи розподільних електричних мереж з напругою 0,4 - 6 (10) кВ за рахунок:

1. Зменшення втрат активної потужності;

					МР.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Сгоров Є				“ Аналіз способів компенсації реактивної потужності ”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	12	117
Н. контр.	Єфімов Г.П					СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский							

2. Збільшені пропускної здатності лінії і знижувальних трансформаторів 6(10)/0,4 кВ;

3. Зниження втрат напруги.

Через суворі вимоги зі сторони енергопостачальних організацій по збільшенню коефіцієнта потужності, системи електропостачання промислових підприємств, в тій чи іншій мірі, повинні бути оснащені компенсуючими пристроями [8].

Сьогодні найбільш ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності, є використання БСК. Але є цілий ряд проблем, пов'язаних, зокрема, з відсутністю законодавчої нормативної бази. А також самі заходи вимагають значних інвестицій і можуть бути реалізовані або в новому проектуванні, або в процесі модернізації. Складнощі, пов'язані з регулюванням потужності конденсаторних батарей, не дивлячись на те, що багаторічний досвід експлуатації конденсаторних батарей в мережах всіх класів напруг показав їхню високу надійність, малий відсоток відбраковування та техніко-економічну ефективність. Тому, енергопостачальні організації не поспішають вкладати кошти на заходи, які не приносять швидкого прибутку.

Реактивна потужність і напруга є головними параметрами, що характеризують роботу електричних мереж і систем електропостачання. Як непродуктивна частина повної потужності, реактивна потужність завантажує мережу додатковим струмом, викликаючи додаткові втрати, тим самим зменшуючи пропускну здатність ліній електропередач, впливаючи на режими роботи і рівні напруги.

Оскільки рівень втрат в електричних мережах збільшується, то на найближчу та на подальшу перспективу оптимізація режимів електричних мереж по реактивній потужності і регулювання напруги в мережах, залишиться актуальними завданнями.

Завдяки суворим вимогам по підвищенню коефіцієнта потужності зі сторони енергопостачальних підприємств, системи електропостачання промислових підприємств, в тій чи іншій мірі оснащено батареями конденсаторів. В комунально-побутових і сільськогосподарських розподільчих мережах оптимізація втрат

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ док.ум.	Підпис	Дата		13

електроенергії і забезпечення нормованих рівнів напруги у споживачів є прерогативою самих енергопостачальних організацій, які з об'єктивних та суб'єктивних причин не прагнуть купувати конденсаторні батареї.

Економічно виправдано вважається установка не менше 0,5 кВАр потужності конденсаторних батарей на 1 кВт встановленої потужності електричних станцій. У ряді країн, ступінь компенсації реактивної потужності становить не менше 0,6 кВАр на 1 кВт, в деяких компаніях США та Японії навіть 1 кВАр на 1 кВт встановленої ємності. В США широке використання конденсаторних батарей привело до зміни погляду на проблему регулювання напруги, а саме, до обмеження необхідності в пристроях РПН, в протизагу точки зору про наближення пристроїв РПН до споживача.

У країнах СНД, включаючи Україну, ступінь компенсації не перевищує 0,16 кВАр на 1 кВт, що значною мірою можна віднести до промислових підприємств. Що стосується ступеня компенсації в міських електричних мережах 6-10/0,4 кВ, то на даний момент немає даних. По причині відсутності законодавчої бази в цій сфері.

Більша частина робіт по даній темі компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах розглядається, як правило, установка нерегульованих конденсаторних батарей і оптимізує їх розміщення в вузлах складної замкнутої мережі. Розрахунки проводяться як для мінімального, так і для максимального режиму, з перевіркою відповідності рівнів напруги у споживачів нормованим значенням. Такий підхід не дозволяє забезпечити однозначного рішення задачі і потребує постійних перерахунків, особливо при зміні схеми мережі [9].

Практично повну компенсацію реактивної потужності в розподільчих мережах можна забезпечити шляхом комплектування всіх споживачів електроенергії конденсаторами відповідної потужності вже на етапі їх виготовлення на заводі виробнику.

В даний час найбільш реалістичним і технічно здійсненним є установка конденсаторних батарей на шинах кожного ТП 6-10/0,4 кВ. При цьому повинно

вирішуватися завдання визначення потужності конденсаторів з урахуванням можливості їх регулювання. При цьому економічний ефект повинен досягатися не лише за рахунок зниження втрат електроенергії від перетікань реактивної потужності, а також за рахунок збільшення пропускної здатності ліній та трансформаторів, Подовження строків будівництва нових ТП, збільшення виробництва активної потужності генераторами електричних станцій та іншими.

Цікаво визначити співвідношення цих складових, тому що саме ці кошти визначають ефективність використання, а отже, і зацікавленість енергопостачальних підприємств в інвестуванні на встановлення конденсаторних батарей

Щоб вирішити цю проблему, потрібно:

- проводити аналіз графіків навантажень міських ТП з урахуванням їх якісних змін;
- визначення мінімальних значень реактивної потужності в вузлах навантаження та визначення потужності нерегульованих конденсаторних батарей для кожної ТП;
- визначення максимальних значень реактивної потужності в вузлах навантаження і визначення доцільності встановлення регульованих конденсаторних батарей, їх потужності і точок встановлення для кожного ТП;
- визначення найбільш підходящого типу конденсаторної установки по напрузі та потужності.

Найбільш ефективними засобами компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах є конденсаторні батареї. Максимальне зниження втрат досягається шляхом установки компенсуючих пристроїв безпосередньо у вузлі навантаження або у споживача. Тому містами установки конденсаторних батарей можна вважати:

- побутові електроприймачі (холодильники, пральні машини, мікрохвильові печі, телевізори, комп'ютери і т. д.);
- в щитках на поверхах багатоквартирних будинків, де встановлюються електролічильники квартир;

- в кабельних ящиках багатоповерхових будівель;
- на шинах 0.4 кВ ТП.

Встановлення компенсуючих приладів у вищеперелічених місцях вимагає вирішення інших додаткових завдань, що спричиняє низку проблем, які неможливо вирішити через їхню складність.

*Установка конденсаторних батарей на шинах 0,4 кВ.*

Це завдання є найбільш здійсненним, тому що енергопостачальна організація, зацікавлена в скороченні технічних втрат, не важко підбирається потужності конденсаторних батарей, а також їх подальше обслуговування та ремонт.

Питома вартість високовольтних конденсаторів менше, ніж питома вартість конденсаторів на низьку напругу, але низьковольтні конденсатори простіші і більш надійніші в експлуатації. Комплектні конденсаторні установки мають вбудований розрядний опір R для зняття залишкової напруги при відключенні (ККП) від мережі.

За рахунок приєднання до мережі компенсаторного пристрою з потужністю  $Q_K$  зменшується втрата потужності і напруги. Після компенсації втрат потужності:

$$\Delta P = \frac{[P^2 + (Q - Q_K)^2]R}{U_{НОМ}^2} + \Delta P_{КУ}$$

де  $\Delta P_{КУ}$ -втрата потужності в компенсаторному пристрої, кВт.

Втрати напруги після компенсації, В,

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_K)X}{U_{НОМ}}$$

*Установка конденсаторних батарей на шинах ТП 10 кВ.*

Установка БСК на шинах ТП 10 кВ, як вже було сказано, є найбільш реальним завданням. При цьому повинна вирішуватися задача визначення потужності конденсаторів з урахуванням графіків навантажень.

Широке застосування конденсаторів для компенсації реактивної потужності обумовлено їх значними перевагами перед іншими типами КП:



1. Питома кількість втрат електроенергії в конденсаторах в кілька разів нижче, ніж в інших джерелах реактивної потужності.

2. Є свобода при виборі потужності і розташування батареї конденсаторів. Залежно від конкретних умов та техніко-економічних обґрунтувань, потужність конденсаторних батарей може мінятися в діапазоні від найменших 25-50 кВАр в міських мережах 380 В до великих батарей, встановлених на підстанції потужністю 25 МВАр або більше. Батареї конденсаторів можуть приєднуватися майже в будь-якій точці мережі, дозволяючи їх розміщення безпосередньо біля місць, де споживається реактивна потужність.

3. Простота монтажу і експлуатації, відносно низька вартість, низька маса, відсутність шуму під час роботи.

4. Значною перевагою батарей конденсаторів також є можливість поступового збільшення їх потужності шляхом приєднання нових секцій, по мірі зростання споживання реактивної потужності в мережі збільшується, що дуже важливо для постійного збільшення навантажень і, отже, збільшення втрат електроенергії.

Всі ці переваги за останні роки, забезпечили значне збільшення потужності конденсаторних батарей, встановлених в електричних мережах.

До недоліків конденсаторних батарей відносять: вогнебезпеку, наявність залишкового заряду, що підвищує небезпеку при обслуговуванні; чутливість до перенапруження і стрибкам струму. Можливість ступінчасто а не плавно регулювати потужність.

У свою чергу, БК можуть бути як регульовані (РБК) так і нерегульованими (НБК).

Компенсація реактивної потужності (КРП) шляхом встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК) є найбільш ефективним технічним заходом для зменшення втрат електроенергії та потужності в міських розподільчих мережах. Однак практичне використання БСК до цього часу мало поширено. Більше того в міських розподільчих мережах напругою 6-10/0,4 кВ їх фактично не використовують, цьому є декілька причин пов'язаних з відсутністю закріплених методик по ви-

бору і місцю розташування конденсаторних батарей Але є вже перші кроки в цьому напрямку для вирішення цієї конкретної проблеми.

## 2.2 Проблеми компенсації реактивної потужності в міських мережах

Досить тривалий час проблемам компенсації реактивної потужності (КРП) в розподільчих електричних мережах з напругою 0,4–6 (10) кВ не надавалося належна увага. Це пояснювалося тим, що комунально-побутове навантаження було в основному активним через особливості використовуваних електричних приймачів (лампи розжарювання, електроплити, електричні обігрівачі і т. д.). В сучасному світі характер комунально-побутового навантаження різко і кардинально змінився в результаті широкого розповсюдження електроприймачів нового покоління (мікрохвильові печі, кондиціонери, люмінесцентних світильників, персональних комп'ютерів і т. д.) які поряд разом з активною потужністю, також споживають і значну реактивну потужність.

Компенсація реактивної потужності в міських мережах в даний час широко не розглядається, через відсутність фіксованих методів, знань, рекомендацій по розрахунку, настройці і установці в споживча установок - в міських електричних мережах. Споживачі мало розуміють, і не хочуть розуміти яке значення в мережі реактивної енергії і яка від неї шкода.

Для переміщення електричної енергії від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші види енергії крім частини самої електроенергії, тому її втрати неминучі, завдання полягає в визначенні їх економічно обґрунтованого рівня. Зниження втрат електроенергії – одна з задач енергозбереження.

Класифікація втрат включає в себе чотири складові:

1. Технічні втрати електроенергії, обумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричним мережам і виражається в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж.
2. Споживання електроенергії на власні потреби, необхідні для роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.

3. Інструментальні втрати, визначаються метрологічною характеристикою та режимами роботи використовуваних пристроїв.

4. Комерційні втрати, обумовлені невідповідністю показань лічильників – оплаті за електроенергію споживачами та іншими причинами в організації контролю споживання енергії (тобто, перш за все, крадіжки).

Втрати навантаження активної потужності в елементі мережі з опором  $R$  при напрузі  $U$  визначається за формулою:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R$$

У більшості випадків значення  $P$  (активна потужність) і  $Q$  (реактивна потужність) на елементах мережі спочатку невідомі. Як правило, відомі тільки навантаження в вузлах мережі (на підстанціях). Значення даних величин визначаються за допомогою вимірів по нормативним методикам, які дозволяють визначити дані параметри для різних періодів навантажень – сезонних мінімумів і максимумів.

Для зниження втрат потужності важливо вжити заходів щодо зменшення або обмеження споживання реактивної потужності споживачами.

Відставання струму в фазі від напруги в індуктивних елементах обумовлює інтервали часу, коли напруга і струм мають протилежні знаки: напруга позитивна, а струм негативний і навпаки. В ці моменти потужність не споживається навантаженням, а подається зворотно по мережі в сторону генератора. При цьому електроенергія, яка запасена в кожному індуктивному елементі, поширюється по мережі, не розсіюючись в активних елементах а здійснюючи коливальні рухи (від навантаження до генератора і в зворотному напрямку). Відповідну потужність називають реактивною.

Повна потужність складається з активної потужності, що робить корисну роботу, і реактивної потужності, витраченої на створення магнітних полів та створює додаткове навантаження на лінії електропередач. Співвідношення між повною і активною потужністю, виражене через косинус кута між векторами, називається коефіцієнтом (фактором) потужності. Реактивна потужність при цьому вже не пе-

реміщається між генератором і навантаженням, а здійснює коливальні рухи між реактивними елементами – індуктивними обмотками навантаження і компенсатором. Така компенсація реактивної потужності (зниження індуктивного струму в системі «генератор-навантаження») дозволяє, зокрема, перенести в навантаження більшу активну потужність при тій же номінальній повній потужності генератора.

Найбільш ефективно проводити компенсацію реактивної потужності безпосередньо у споживача, але цей процес досить довгий і дорогий. Для отримання більш швидкого відчутного результату на першому етапі необхідно провести компенсацію реактивної потужності на підстанціях, що дозволить розвантажити мережу і отримати енергозбереження в межах 10-20 %. Попередньо, на підстанціях в мережах 0,4 кВ необхідне вирівнювання навантаження фаз, яке досягається шляхом переключення частини абонентів з перенавантажених фаз на недовантажені.

На рівні індивідуальних не промислових споживачів, особливо в житлових будинках з однофазним навантаженням, вирівнювання фаз таким способом не можливо виконати, через навантаження яке постійно змінюється а також через характер навантаження. Тому компенсація реактивної потужності на об'єктах повинна проводитися по кожній окремій фазі. При цьому в кожному випадку повинні враховуватися гармонічні складові, при необхідності пристрої для компенсації реактивної потужності повинні мати фільтри з автоматичним регулюванням ємності. У цьому випадку важливо правильно вибрати фільтр-компенсуючий пристрій (ФКП).

Таким чином, щоб вирішити проблему компенсації реактивної потужності, необхідно провести роботу в кілька етапів:

1. Централізована (груба) компенсація, яка здійснюється на підстанції та включає моніторинг показників якості електроенергії, вирівнювання фаз, поточну фільтрацію та компенсацію реактивної потужності.

2. Індивідуальна (точкова) компенсація здійснюється на рівні кожної квартири або паралельно навантаженню, шляхом підключення компенсаційних установок реактивної потужності (косинусних конденсаторів малої ємності). Даний захід

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		20

дозволяє забезпечити синусоїдальність струму, тим самим значно зменшуючи технічні втрати. Такі ж заходи повинні проводитися і в електроустановках будинків.

Досвід компенсації реактивної потужності в комунально-побутових мережах з високим рівнем втрат мережі показує, що навіть прості технічні рішення – використання нерегульованих батарей спеціальних типів косинусних конденсаторів, можуть бути економічно дуже ефективними [16].

При установці однофазних конденсаторів в кабельних лініях, що виходять з пристрою обліку в житлові квартири або будинки, досягається максимальний економічний ефект від компенсації реактивної енергії. Однак на сьогоднішній день це технічне рішення важко реалізувати, оскільки балансове розмежування між регіональними електричними компаніями та кооперативами власників квартир є або в ТП з боку 0,4 кВ або в кабельних ящиках 0,4 кВ. Тому останні не зацікавлені в проведенні будь-яких заходів по зниженню втрат електроенергії.

Хоча основними споживачами індуктивної потужності є промислові і виробничі заводи, де індуктивна потужність необхідна для роботи понижуючих трансформаторів, асинхронних двигунів, електрозварювального обладнання, індукційних печей і т. д., але й непромислові об'єкти не можуть бути не враховані. Так як на сьогодні вже ясно, що споживання індукційної потужності збільшується в соціально-побутовій сфері за рахунок збільшення числа різних електроприводів, стабілізуючих і перетворювальних пристроїв. Використання напівпровідникових перетворювачів призводить до погіршення форми кривої струму, що погіршує роботу інших електроприймачів, скорочує їх тривалість експлуатації, і таким чином створює додаткові втрати електроенергії. Сучасні люмінесцентні світильники, поширені в офісах, комплектуються дешевими китайськими конденсаторами, яких вистачає максимум на декілька годин. Косинус  $\varphi$  у таких джерел світла менше 0,5.

### 2.3 Розрахунок електричних навантажень

Створення кожного промислового об'єкта починається з його проектування. Визначення розрахункових значень електричних навантажень є першим і основ-

					МП.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		21

ним етапом проектування систем електропостачання (СЕП) промислових підприємств (ПП). Необхідність визначення розрахункових навантажень ПП викликана неповним завантаженням деяких електроприймачів (ЕП), неодноразовою роботою, випадковим характером включення і відключення ЕП, залежних від особливостей технологічного процесу. Від цього розрахунку залежать вихідні дані для вибору всіх елементів СЕП ПП і грошові витрати при монтажі та експлуатації обраного електрообладнання [2, 5].

Правильне визначення розрахункових електричних навантажень цехів є основою для всього комплексу електропостачання текстильної фабрики. Розрахункове навантаження цехів формується з двох складових: силового навантаження і навантаження освітлення. Силове розрахункове навантаження визначається в даному проекті методом коефіцієнта попиту.

Вихідні дані для розрахунків представлені у відомості електричних навантажень, наданої в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Відомість електричних навантажень фабрики

Номер на плані	Найменування цеху	$P_{ном}$ , кВт	$K_c$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\sigma$ , Вт/м <sup>2</sup>	Кагорія по надійності
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Гараж	550	0,4	0,85	0,62	3,25	III
2	Насосна	3400	0,8	0,85	0,62	3,18	I
3	Прядильний цех	2800	0,81	0,8	0,75	5,51	II
4	Ткацький цех	3950	0,84	0,75	0,88	3,9	II
5	Красильний цех	2870	0,78	0,8	0,75	3,84	II
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	1250	0,5	0,7	1,02	5,17	II
7	Склад готової продукції	270	0,3	0,85	0,62	3,38	II
8	Управління фабрики	580	0,45	0,8	0,75	5,17	II
9	Механічний цех	2600	0,45	0,7	1,02	3,9	II
10	Столярний цех	2300	0,5	0,75	0,88	3,81	II
11	Електроремонтний цех	2360	0,45	0,65	1,17	3,84	II
12	Склад вугілля	400	0,4	0,85	0,62	3,25	II
13	Склад обладнання і запасних частин	300	0,4	0,85	0,62	3,25	II

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
14	Ремонтно-механічний цех	700	0,5	0,75	0,88	3,81	II
15	Магазин	80	0,5	0,8	0,75	5,17	III
16	Блок підсобних цехів	970	0,45	0,8	0,75	5,17	II
17	Склад декоративних тканин	250	0,4	0,85	0,62	3,25	II
18	Їдальня	315	0,5	0,8	0,75	5,17	II
19	Медпункт	70	0,45	0,8	0,75	5,51	III
20	Прохідна	10	0,4	0,9	0,48	5,51	III

Загальні розрахункові активна, реактивна і повна потужності цеху визначаються за формулами:

$$P_{PC} = P_{PC} + P_{PO}, \text{ кВт}$$

де  $P_{PC}$  – активна розрахункова цехова потужність;

$P_{PC}$  – активна силова розрахункова потужність;

$P_{PO}$  – активна розрахункова потужність освітлення;

$$Q_{PC} = Q_{PC} + Q_{PO}, \text{ кВАр}$$

де  $Q_{PC}$  – реактивна розрахункова цехова потужність;

$Q_{PC}$  – силова розрахункова реактивна потужність;

$Q_{PO}$  – розрахункова реактивна потужність освітлення;

$$S_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q_{PC}^2}, \text{ кВА}$$

де  $S_{PC}$  – повна розрахункова цехова потужність.

Розрахунок навантажень покажемо на прикладі прядильного цеху:

$$P_{pc} = P_{вст} \cdot K_c = 2800 \cdot 0,81 = 2268 \text{ кВт}$$

$$Q_{pc} = P_{pc} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2268 \cdot 0,75 = 1701 \text{ кВАр}$$

В даному роботі для освітлення цехів застосовуються люмінесцентні джерела світла з коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi = 0,8$ . Площі цехів визначаємо по генеральному плану текстильної фабрики (рисунок 2.1).

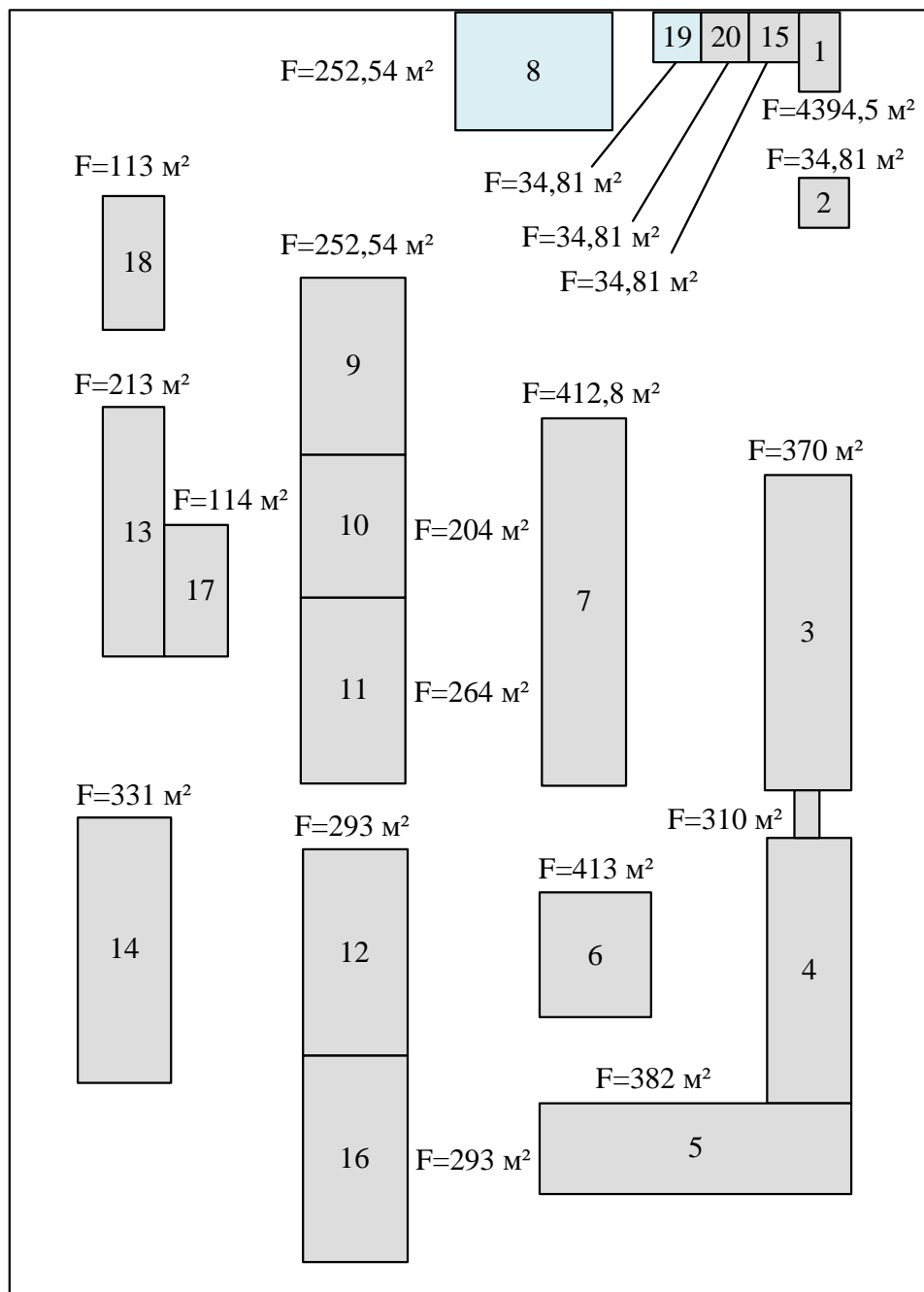


Рисунок 2.1 - Площі цехів на генеральному плані фабрики

Таким чином, потужність освітлювального навантаження становить:

$$\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{tg}(\arccos(\cos\varphi)) = \operatorname{tg}(\arccos(0,8)) = 0,75$$

$$P_{po} = \sigma_o \cdot F_u \cdot 10^{-3} = 5,51 \cdot 370 \cdot 10^{-3} = 2,04 \text{ кВт}$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o = 2,04 \cdot 0,75 = 1,53 \text{ кВАр}$$

$$P_{pc} = P_{pc} + P_{po} = 2268 + 2,04 = 2270 \text{ кВт}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------



$$Q_{pc} = Q_{pc} + Q_{po} = 1701 + 1,53 = 1702,53 \text{ кВАр}$$

$$S_{pc} = \sqrt{P_{pc}^2 + Q_{pc}^2} = \sqrt{2270,04^2 + 1702,53^2} = 2837,55 \text{ кВА}$$

Результати розрахунку навантажень інших цехів текстильної фабрики представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків

№	Найменування цеху	P <sub>ном</sub> , кВт	K <sub>c</sub>	cos φ	tg φ	σ, Вт/м <sup>2</sup>	F, м <sup>2</sup>	P <sub>pc</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Гараж	550	0,4	0,85	0,62	3,25	4394,5	220
2	Насосна	3400	0,8	0,85	0,62	3,18	34,81	2720
3	Прядильний цех	2800	0,81	0,8	0,75	5,51	370	2268
4	Ткацький цех	3950	0,84	0,75	0,882	3,9	310	3318
5	Красильний цех	2870	0,78	0,8	0,75	3,84	382,2	2238,6
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	1250	0,5	0,7	1,02	5,17	188,5	625
7	Склад готової продукції	270	0,3	0,85	0,62	3,38	412,8	81
8	Управління фабрики	580	0,45	0,8	0,75	5,17	251,2	261
9	Механічний цех	2600	0,45	0,7	1,02	3,9	252,5	1170
10	Столярний цех	2300	0,5	0,75	0,882	3,81	203,7	1150
11	Електроремонтний цех	2360	0,45	0,65	1,169	3,84	264,1	1062
12	Склад вугілля	400	0,4	0,85	0,62	3,25	292,8	160
13	Склад обладнання і запасних частин	300	0,4	0,85	0,62	3,25	213	120
14	Ремонтно-механічний цех	700	0,5	0,75	0,882	3,81	331,2	350
15	Магазин	80	0,45	0,75	0,882	5,17	34,81	36
16	Блок підсобних цехів	970	0,45	0,8	0,75	5,17	292,8	436,5
17	Склад декоративних тканин	250	0,4	0,85	0,62	3,25	113,8	100
18	Їдальня	315	0,45	0,75	0,882	5,17	113	141,75

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Медпункт	70	0,45	0,8	0,75	5,51	34,81	31,5
20	Прохідна	10	0,4	0,9	0,484	5,51	34,81	4

Продовження таблиці 2.2

№	Найменування цеху	Q <sub>рс</sub> , кВАр	P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , кВАр	P <sub>рц</sub> , кВт	Q <sub>рц</sub> , кВАр	S <sub>рц</sub> , кВА	Q <sub>рс</sub> , кВАр
1	2	10	11	12	13	14	15	16
1	Гараж	136,34	14,28	10,71	234,28	147,06	276,61	136,34
2	Насосна	1685,7	0,11	0,08	2720,11	1685,79	3200,14	1685,7
3	Прядильний цех	1701,0	2,04	1,53	2270,04	1702,53	2837,55	1701,0
4	Ткацький цех	2926,2	1,21	0,91	3319,21	2927,11	4425,51	2926,2
5	Красильний цех	1678,95	1,47	1,10	2240,07	1680,05	2800,08	1678,95
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	637,63	0,97	0,73	625,97	638,36	894,06	637,63
7	Склад готової про- дукції	50,20	1,40	1,05	82,40	51,25	97,03	50,20
8	Управління фабрики	195,75	1,30	0,97	262,30	196,72	327,87	195,75
9	Механічний цех	1193,64	0,98	0,74	1170,98	1194,38	1672,65	1193,64
10	Столярний цех	1014,2	0,78	0,58	1150,78	1014,79	1534,30	1014,2
11	Електроремонтний цех	1241,62	1,01	0,76	1063,01	1242,38	1635,08	1241,62
12	Склад вугілля	99,16	0,95	0,71	160,95	99,87	189,42	99,16
13	Склад обладнання і запасних частин	74,37	0,69	0,52	120,69	74,89	142,04	74,37
14	Ремонтно-механічний цех	308,67	1,26	0,95	351,26	309,62	468,24	308,67
15	Магазин	31,75	0,18	0,13	36,18	31,88	48,22	31,75
16	Блок підсобних цехів	327,38	1,51	1,14	438,01	328,51	547,52	327,38
17	Склад декоративних тканин	61,97	0,37	0,28	100,37	62,25	118,11	61,97

Продовження таблиці 2.2

1	2	10	11	12	13	14	15	16
18	Їдальня	125,01	0,58	0,44	142,33	125,45	189,73	125,01
19	Медпункт	23,63	0,19	0,14	31,69	23,77	39,61	23,63
20	Прохідна	1,94	0,19	0,14	4,19	2,08	4,68	1,94

Розрахунок навантаження цехів з урахуванням втрат в трансформаторі  
 При визначенні розрахункової потужності необхідно врахувати наявність втрат потужності в цехових трансформаторах. Так як конкретні марки трансформаторів на даному етапі розрахунку невідомі, то втрати визначаються наближено:

$$\Delta P_{TP} = 0,02 \cdot S_{pc}, \text{ кВт}$$

де  $\Delta P_{TP}$  – втрати активної потужності в трансформаторі;

$S_{PC1}$  – повна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі.

$$\Delta Q_{TP} = 0,1 \cdot S_{pc1}, \text{ кВАр}$$

де  $\Delta Q_{TP}$  – втрати реактивної потужності в трансформаторі;

$S_{PC1}$  – повна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі;

Розрахункова потужність з урахуванням втрат в трансформаторах:

$$P_{PC1} = P_{pc} + \Delta P_m, \text{ кВт}$$

де  $P_{PC1}$  – активна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі;

$$Q_{PC1} = Q_{pc} + \Delta Q_{pm}, \text{ кВАр}$$

де  $Q_{PC1}$  – реактивна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі;

$$S_{PC1} = \sqrt{P_{PC1}^2 + Q_{PC1}^2}, \text{ кВА}$$

Зробимо розрахунки потужності з урахуванням втрат в трансформаторах на прикладі гаража:

$$\Delta P_{TP} = 0,02 \cdot S_{pц} = 0,02 \cdot 276,61 = 5,53 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{TP} = 0,1 \cdot S_{pц} = 0,1 \cdot 276,61 = 27,66 \text{ кВАр}$$

$$P_{pц1} = P_{pц} + \Delta P_m = 234,28 + 5,53 = 239,81 \text{ кВт}$$

$$Q_{pц1} = Q_{pц} + \Delta Q_{TP} = 147,06 + 27,66 = 174,72 \text{ кВАр}$$

$$S_{pц1} = \sqrt{P_{pц1}^2 + Q_{pц1}^2} = \sqrt{239,81^2 + 174,72^2} = 296,71 \text{ кВА}$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результат розрахунку потужності цехів з урахуванням втрат в трансформаторах

Номер на плані	Найменування цеху	$\Delta P_{TP}$ , кВт	$\Delta Q_{TP}$ , кВАр	$P_{pц1}$ , кВт	$Q_{pц1}$ , кВАр	$S_{pц1}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	Гараж	5,53221	27,6611	239,81	174,72	296,71
2	Насосна	64,0028	320,014	2784,11	2005,80	3431,4
3	Прядильний цех	56,751	283,755	2326,79	1986,28	3059,29
4	Ткацький цех	88,5101	442,551	3407,72	3369,66	4792,41
5	Красильний цех	56,0017	280,008	2296,07	1960,06	3018,9
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	17,8812	89,4061	643,86	727,76	971,695
7	Склад готової продукції	1,94063	9,70315	84,34	60,95	104,054
8	Управління фабрики	6,55746	32,7873	268,86	229,51	353,495
9	Механічний цех	33,4529	167,265	1204,44	1361,64	1817,89
10	Столярний цех	30,686	153,43	1181,46	1168,22	1661,5
11	Електроремонтний цех	32,7017	163,508	1095,72	1405,88	1782,44
12	Склад вугілля	3,7884	18,942	164,74	118,81	203,116
13	Склад обладнання і запасних частин	2,84077	14,2038	123,53	89,09	152,308
14	Ремонтно-механічний цех	9,36478	46,8239	360,63	356,44	507,052
15	Магазин	0,96449	4,82243	37,14	36,71	52,2214
16	Блок підсобних цехів	10,9503	54,7517	448,96	383,26	590,304

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7
17	Склад декоративних тканин	2,36215	11,8108	102,73	74,06	126,646
18	Їдальня	3,79456	18,9728	146,13	144,42	205,454
19	Медпункт	0,7923	3,96148	32,48	27,73	42,7105
20	Прохідна	0,0936	0,468	4,29	2,55	4,98626

Визначення розрахункових навантажень текстильної фабрики:

Розрахункова повна потужність фабрики визначається за розрахунковими активним і реактивним навантаженнями цехів (до і вище 1000 В) з урахуванням освітлювального навантаження території фабрики і його цехів, втрат потужностей в трансформаторних підстанціях і ГПП, компенсації реактивної потужності. Розрахункова потужність освітлення території визначається за питомим навантаженням за формулами:

$$P_{\text{РОТ}} = \sigma_{\text{ОТ}} \cdot F_{\text{T}} \cdot 10^{-3}$$

де  $P_{\text{РОТ}}$  – активна розрахункова потужність освітлення території.

$\sigma_{\text{ОТ}}$  – питома щільність освітлення території, Вт/м<sup>2</sup>;

$F_{\text{T}}$  – площа території фабрики, не зайнятої цехами, м<sup>2</sup>;

$$Q_{\text{РОТ}} = P_{\text{РОТ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ОТ}}$$

де  $Q_{\text{РОТ}}$  – реактивна розрахункова потужність освітлення території.

$\text{tg}\varphi_{\text{ОТ}}$  – визначається за  $\cos\varphi_{\text{ОТ}}$ .

Освітлення території здійснюється світильниками з лампами ДРЛ, які мають  $\cos\varphi_{\text{ОТ}}=0,5$   $\text{tg}\varphi_{\text{ОТ}}=1,73$ . Питому щільність освітлення території приймаємо  $\sigma_{\text{ОТ}} = 0,04$  Вт/м<sup>2</sup>.

Площа території фабрики, не зайнятої цехами, яку необхідно висвітлити, визначається з виразу:

$$F_{\text{T}} = F_{\text{З}} - \sum F_{\text{Ц}} = 11277,23 - 8525,31 = 2751,92 \text{ м}^2$$

де  $F_{\text{З}}$  – загальна площа фабрики;

$\sum F_{\text{Ц}}$  – сумарна площа всіх цехів.

$$P_{POT} = P_{POT} = \sigma_{OT} \cdot F_T \cdot 10^{-3} = 0,4 \cdot 2751,92 \cdot 10^{-3} = 1,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{POT} = P_{POT} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{OT} = 1,1 \cdot 1,73 = 1,9 \text{ кВАр}$$

Розрахункова потужність підприємства в цілому визначається з урахуванням коефіцієнта різночасності максимуму  $K_{PM}$ , який приймається в діапазоні 0,9 – 0,95. Прийmemo  $K_{PM} = 0,95$ .

Розрахункова активна і реактивна потужності текстильної фабрики:

$$P_{P3} = \sum P_{PЦ1} \cdot K_{PM} + P_{POT} = 16953,81 \cdot 0,95 + 1,1 = 17716,73 \text{ кВт}$$

де  $P_{POT}$  – активна розрахункова потужність освітлення території;

$\sum P_{PЦ1}$  – активна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі;

$$Q_{P3} = \sum Q_{PЦ1} \cdot K_{PM} + Q_{POT} = 15683,57 \cdot 0,95 + 1,9 = 14901,29 \text{ кВАр}$$

де  $Q_{POT}$  – реактивна розрахункова потужність освітлення території.

$\sum Q_{PЦ1}$  – реактивна розрахункова цехова потужність з урахуванням втрат в трансформаторі;

Повна потужність фабрики:

$$S_{P3} = \sqrt{P_{P3}^2 + Q_{P3}^2} = \sqrt{17716,73^2 + 14901,29^2} = 23095,6 \text{ кВА}$$

## 2.4 Вибір і розміщення батарей статичних конденсаторів в електричній мережі підприємства

Економічна величина реактивної потужності в години максимальних (активних) навантажень системи, що передається в мережу споживача:

$$Q_{E1} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_3 = 0,3 \cdot 17716,73 = 5315,02 \text{ кВАр}$$

Далі визначається потужність компенсуючих пристроїв, яку необхідно встановити у споживача:

$$Q_{KV} = Q_3 - Q_{E1} = 14901,29 - 5315,02 = 9586,3 \text{ кВАр.}$$

В даному випадку  $Q_{KV} > 0$ , тому потрібно встановлювати батарей статичних конденсаторів (БСК).

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			30

Визначаємо величину потужності БСК для прядильного цеху по формулі:

$$Q_{БСКi} = \frac{Q_{РЦ}}{\sum_{j=1}^n Q_{РЦj}} \cdot Q_{КВ} = \frac{1702,53}{13538,72} \cdot 9586,217 = 1205,49 \text{ кВАр}$$

Виходячи з отриманого значення, вибираємо для установки в цеху 4 батареї потужністю 200 кВАр. Марка батареї УКЛН-0,38-600-150 У3 [6].

З урахуванням компенсації розрахункова реактивна потужність цеху буде дорівнювати:

$$Q'_{РЦ} = Q_{РЦ1} - Q_{К.УСТ} = 1986,28 - 1200 = 786,28 \text{ кВАр}$$

Повна розрахункова потужність цеху:

$$S'_{РЦ} = \sqrt{(P_{РЦ1})^2 + (Q'_{РЦ})^2} = \sqrt{(2326,8)^2 + (786,3)^2} = 2456,05 \text{ кВА},$$

Зробимо розрахунок і розподіл джерел реактивної потужності в інших цехах. Отримані результати розрахунків і стандартні значення БСК зведемо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків розміщення БСК в мережі

№	Найменування цеху	Q <sub>РЦ</sub> , кВАр	Q <sub>БСК</sub> кВАр	N <sub>БАТ</sub> , шт	Q <sub>НОМ.БАТ</sub> , кВАр
1	2	3	4	5	6
1	Гараж	174,72	104,12	1	100
2	Насосна	2005,8	1193,64	4	300
3	Прядильний цех	1986,28	1205,49	4	300
4	Ткацький цех	3369,66	2072,57	7	300
5	Красильний цех	1960,06	1189,58	4	300
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	727,76	452	4	100
7	Склад готової продукції	60,95	36,3	Не встановлюється	
8	Управління фабрики	229,51	139,3	1	100
9	Механічний цех	1361,64	845,69	2	450
10	Столярний цех	1168,22	718,53	7	100
11	Електроремонтний цех	1405,88	879,68	2	450

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6
12	Склад вугілля	118,81	70,72	1	100
13	Склад обладнання і запасних частин	89,09	53,03	Не встановлюється	
14	Ремонтно-механічний цех	356,44	219,23	2	100
15	Магазин	36,71	22,58	Не встановлюється	
16	Блок підсобних цехів	383,26	232,6	2	100
17	Склад декоратив-них тканин	74,06	44,1	Не встановлюється	
18	Їдальня	144,42	88,83	1	100
19	Медпункт	27,73	16,83	Не встановлюється	
20	Прохідна	2,55	1,474	Не встановлюється	

Продовження таблиці 2.4

№	Найменування цеху	Q <sub>к.вст</sub> , кВАр	Q <sub>рц</sub> , кВАр	S <sub>рц</sub> , кВА	Тип компен- суючого при- строю УКЛН- 0,38
1	2	7	8	9	10
1	Гараж	100	74,72	251,2	-600-150У3
2	Насосна	1200	805,80	2898,4	-300-150У3
3	Прядильний цех	1200	786,28	2456,05	-300-150У3
4	Ткацький цех	2100	1269,66	3636,56	-300-150У3
5	Красильний цех	1200	760,06	2418,6	-300-150У3
7	Склад готової продукції	Не встанов- люється	60,95	104,05	-
8	Управління фабрики	100	129,51	298,42	-100-150У3
9	Механічний цех	900	461,64	1290	-450-150У3
10	Столярний цех	700	468,22	1271	-100-150У3
11	Електроремонтний цех	900	505,88	1207	-450-150У3
12	Склад вугілля	100	18,81	165,8	-100-150У3
13	Склад обладнання і за- пасних частин	Не встанов- люється	89,09	152,31	-
14	Ремонтно-механічний цех	200	156,44	393,1	-100-150У3



Продовження таблиці 2.4

1	2	7	8	9	10
15	Магазин	Не встановлюється	36,71	52,22	-
16	Блок підсобних цехів	200	183,26	484,93	-100-150УЗ
17	Склад декоративних тканин	Не встановлюється	74,06	126,65	-
18	Їдальня	100	44,42	152,73	-100-150УЗ
19	Медпункт	Не встановлюється	27,73	42,71	-
20	Прохідна	Не встановлюється	2,55	4,99	-

Сумарна потужність БСК повинна задовольняти виразу:

$$Q_{ку} \geq \sum_I^n Q_{к.вст}$$

В даному випадку 9586,281 кВАр > 9400 кВАр, умова виконується

## 2.5 Побудова картограми навантажень і визначення центру електричних навантажень

При проектуванні сучасних систем електропостачання доводиться стикатися з різноманітними за змістом і складністю задачами (визначення числа, розташування джерел живлення, розподілу приймачів електроенергії за джерелами живлення і ін.), вирішувати які стає все важче. Це пояснюється тим, що проектувальникам при вирішенні цих завдань доводиться оперувати з великою кількістю вихідних даних, обсяг яких постійно збільшується. Великий обсяг даних і постійне зростання привели до широкого впровадження обчислювальної техніки в проектну практику, що зажадало розробки інших підходів до проектування.

В даний час є достатня кількість матеріалів, що підтверджують, що для перелічених вище завдань за допомогою обчислювальної техніки необхідний спеціальний підхід, який дозволив би аналізувати і описувати структуру розподілу навантажень і геометрію взаємного розташування приймачів електроенергії. Перше уяв-

лення про характер розподілу навантажень по території об'єкта отримують за допомогою картограми навантажень [5].

Картограмою навантажень називають план, на якому зображена картина середньої інтенсивності розподілу навантажень приймачів електроенергії.

Картограму навантажень будують як на плані розташування приймачів електроенергії в цехах, так і на генеральному плані всього промислового підприємства, то в якості приймачів електроенергії розглядають самі цехи.

Картограма активних навантажень необхідна для вибору раціонального місця розташування підстанцій та розподільчих пунктів. Оскільки при проектуванні систем промислового електропостачання вирішують задачу визначення розташування джерел живлення реактивних навантажень, для підвищення надійності рекомендується мати 2 картограми: 1 - для активних, а 2 - радіус кола, що характеризує активну потужність цеху, визначається за формулою:

$$r = \sqrt{\frac{P_{PЦ1}}{\pi}} = \sqrt{\frac{2326,79}{3,14}} \approx 741,016 \text{ см}$$

де  $r$  – радіус кола;

При наявності в цеху силових навантажень до і вище 1000 В, вони зображуються різними колами. При визначенні ЦЕН цехів вважаємо, що навантаження по площі цеху розподілене рівномірно. Освітлювальне навантаження кожного цеху зображується у вигляді сектора кола.  $K_{УТ}$  сектора ( $\alpha$ ) визначається з формули:

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{PO}}{P_{PЦ1}} = \frac{360 \cdot 2,04}{2326,79} \approx 0,31543^\circ$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – розрахункові дані для картограми навантажень.

№	Найменування цеху	$P_{PO}$ , кВт	$P_{PЦ1}$ , кВт	$R$ см	$\alpha$ , град
1	2	3	4	5	6
1	Гараж	14,28	239,81	76,374	21,44
2	Насосна	0,11	2784,11	886,66	0,0143

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6
3	Прядильний цех	2,04	2326,8	741,02	0,315
4	Ткацький цех	1,21	3407,72	1085,26	0,128
5	Красильний цех	1,47	2296,07	731,23	0,230
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	0,97	643,86	205,05	0,5449
7	Склад готової продукції	1,40	84,34	26,86	5,956
8	Управління фабрики	1,30	268,86	85,623	1,74
9	Механічний цех	0,98	1204,44	383,58	0,294
10	Столярний цех	0,78	1181,46	376,26	0,237
11	Електроремонтний цех	1,01	1095,72	348,95	0,333
12	Склад вугілля	0,95	164,74	52,47	2,08
13	Склад обладнання і запасних частин	0,69	123,53	39,342	2,017
14	Ремонтно-механічний цех	1,26	360,63	114,85	1,259
15	Магазин	0,18	37,14	11,83	1,744
16	Блок підсобних цехів	1,51	448,96	142,98	1,214
17	Склад декоративних тканин	0,37	102,73	32,72	1,296
18	Їдальня	0,58	146,13	46,538	1,439
19	Медпункт	0,19	32,48	10,345	2,126
20	Прохідна	0,19	4,29	1,365	16,113

Координати ЦЕН при припущенні, що навантаження в цехах розподілене рівномірно, можна визначити з наступних виразів:

Ордината ЦЕН:

$$X_{ЦЕН} = \frac{\sum_{i=1}^m (P_{РЦ,i} \cdot X_{РЦ,i})}{\sum_{i=1}^m P_{РЦ,i}} = \frac{1248086}{16953,81} \approx 73,62 \text{ мм}$$

Абсциса ЦЕН:

$$Y_{ЦЭН} = \frac{\sum_{i=1}^m (P_{РЦ,i} \cdot Y_{РЦ,i})}{\sum_{i=1}^m P_{РЦ,i}} = \frac{1204181}{14467,59} \approx 83,23 \text{ мм}$$

Таблиця 2.6 – Значення координат цехів фабрики

№	Найменування цеху	Р <sub>РЦ</sub> , кВт	Х <sub>РЦ</sub> , мм	Y <sub>РЦ</sub> , мм	Х <sub>РЦ</sub> ·Р <sub>РЦ</sub>	Y <sub>РЦ</sub> ·Р <sub>РЦ</sub>
1	Гараж	239,81	94,17	145,38	22583,3	34864,2
2	Насосна	2784,11	94,67	127,73	263572	355615
3	Прядильний цех	2326,79	92,75	77,6	215810	180559
4	Ткацький цех	3407,72	92,9	38,3	316577	130516
5	Красильний цех	2296,07	79,7	17,45	182997	40066,4
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	643,86	68,05	39,95	43814,4	25722
7	Склад готової продукції	84,34	66,73	81,28	5627,73	6854,82
8	Управління фабрики	268,86	60,87	143,1	16365,3	38473,3
9	Механічний цех	1204,44	39,95	108,75	48117,3	130983
10	Столярний цех	1181,46	39,95	90,05	47199,4	106391
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	643,86	68,05	39,95	43814,4	25722
7	Склад готової продукції	84,34	66,73	81,28	5627,73	6854,82
8	Управління фабрики	268,86	60,87	143,1	16365,3	38473,3
9	Механічний цех	1204,44	39,95	108,75	48117,3	130983
10	Столярний цех	1181,46	39,95	90,05	47199,4	106391
16	Блок підсобних цехів	448,96	40,05	16,25	17981	7295,67
17	Склад декоративних тканин	102,73	21,7	82,6	2229,28	8485,66
18	Їдальня	146,13	14,4	120,7	2104,25	17637,7
19	Медпункт	32,48	77,55	147,05	2519,14	4776,79
20	Прохідна	4,29	83,2	147,05	356,546	630,169

Таким чином, ЦЕН знаходиться в точці з координатами:

$$X_{ЦЕН} = 73,62 \text{ мм}; Y_{ЦЕН} = 83,23 \text{ мм}.$$

Картограма навантажень підприємства з ЦЕН представлена на рисунку 2.2.

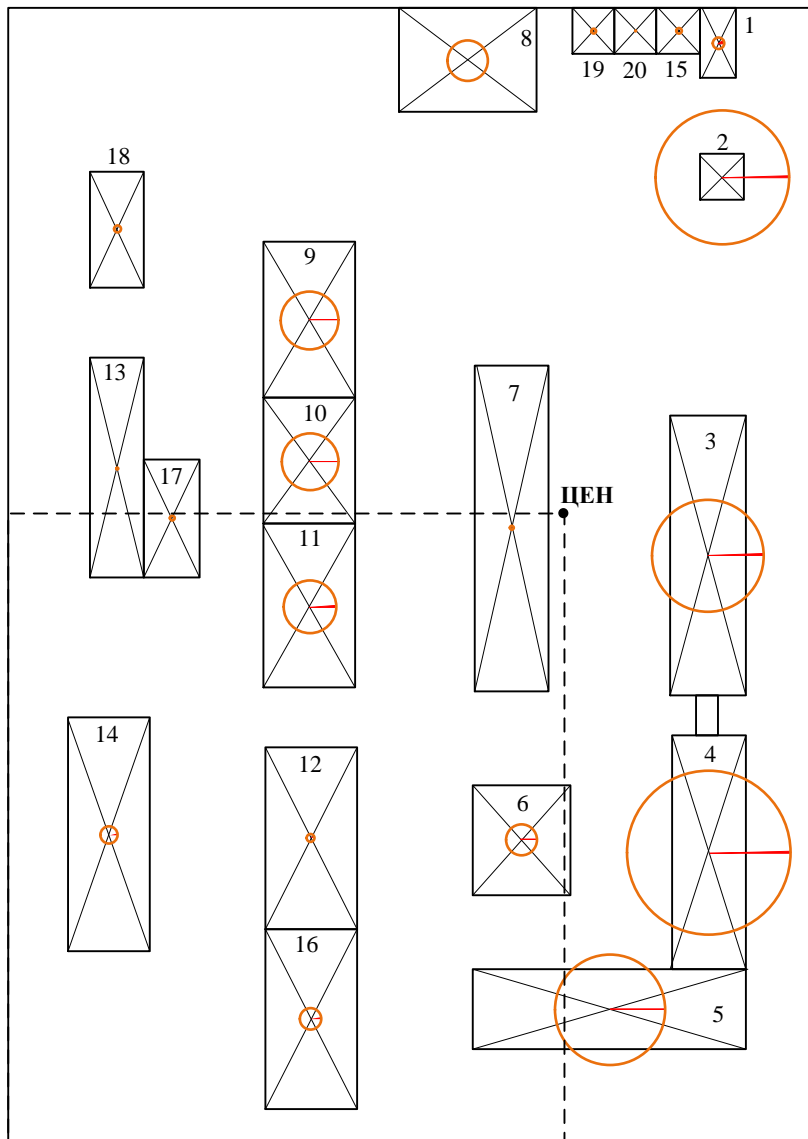


Рисунок 2.2 - Картограма електричних навантажень фабрики

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

MP.5.8.141.001.ПЗ

Арк

37

### 3 Техніко-економічний розрахунок варіантів

#### Вибір раціональної напруги живлення

При техніко-економічному порівнянні зіставляються тільки допустимі за технічними вимогами варіанти, тобто такі, в яких споживач отримує необхідну кількість електроенергії заданої якості при заданій мірі надійності. На першому етапі техніко-економічного порівняння вибирають допустимі за технічними вимогами варіанти, а на другому етапі з них вибирають оптимальний за техніко-економічними показниками.

Визначаємо раціональну напругу живлення по формулі [5]:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_3}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5} + \frac{2500}{17716,73}}} = 99,93 \text{ кВ}$$

де L – довжина лінії, км;

P<sub>3</sub> – активна потужність фабрики, кВт.

Необхідно провести техніко-економічне порівняння двох варіантів: зі стандартними рівнями напруги 35 кВ, 110 кВ і 220 кВ.

Економічним критерієм, за яким визначають найбільш вигідний варіант, є мінімум приведених витрат (грн / рік), що обчислюються за такою формулою:

$$Z = E_n \cdot K + I + Y$$

де K – капітальні вкладення (грн.), необхідні для спорудження мережі, причому, передбачається, що будівництво її триває протягом одного року;

I – щорічні експлуатаційні витрати (грн), передбачувані незмінними протягом усього розглянутого періоду експлуатації;

E<sub>n</sub> – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень, E<sub>n</sub> = 0,12;

					MP.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				“Техніко-економічний розрахунок варіантів”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	35	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

У - можливий щорічний народногосподарський збиток від недовідпуску електроенергії споживачам через перерви електропостачання, (грн).

Капіталовкладення в кожному варіанті мережі можна розділити на капітальні витрати на спорудження лінії ( $K_L$ ), підстанції ( $K_{\Pi}$ ) і на установку додаткової потужності на електростанції для покриття втрат електроенергії в проєктованій мережі ( $K_{\text{доп}}$ ):

$$K = K_L + K_{\Pi} + K_{\text{доп}}$$

Ці складові капітальних витрат з достатньою точністю можна визначити за допомогою укрупнених показників вартості (УПВ) окремих елементів електричної системи, складених для середніх умов будівництва.

Величина  $K_L$  визначається з виразу:

$$K_L = K_{\text{ПИТ}} \cdot L$$

де  $L$  – довжина лінії, км;

$K_{\text{ПИТ}}$  – питома вартість одного кілометра лінії, яка залежить від номінальної напруги мережі, виду і матеріалу опор, перерізів проводів і району по ожеледі, тис. грн / км.

Капіталовкладення в будівництво підстанції включають вартість силових трансформаторів  $K_{\text{ТР}}$ , вартість осередків відкритих розподільних пристроїв (ВРП) і закритих розподільних пристроїв (ЗРП),  $K_{\text{ВРП}}$ ,  $K_{\text{ЗРП}}$ , постійні витрати на будівництво підстанції ( $K_{\text{ПОСТ}}$ ), В КУ ( $K_{\text{КУ}}$ ):

$$K_{\Pi} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ЗРУ}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{КУ}}$$

Величина  $K_{\text{доп}}$ , залежна від втрат потужності, може бути обчислена через питому вартість 1 кВт обладнання, необхідного для компенсації цих втрат ( $K_{\text{ПИТ}}$ ):

$$K_{\text{доп}} = K_{\text{пит}} \cdot \Delta P_{\Sigma}$$

де  $\Delta P_{\Sigma}$  - сумарні втрати потужності в елементах проєктованої мережі.

Щорічні експлуатаційні витрати (витрати) розраховують за формулою:

$$И = И_L + И_{\text{п/ст}} + И_{\Delta w}$$

де  $И_L$  – щорічні експлуатаційні витрати на лінії електропередачі, тис. грн.;

$I_{\text{п/ст}}$  – щорічні експлуатаційні витрати на обладнання підстанції, тис. грн.;

$I_{\Delta w}$  – вартість річних втрат електроенергії в даному варіанті мережі, тис. грн.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі включають амортизаційні відрахування (призначені для капітального ремонту обладнання і споруд та для повної заміни основних фондів після їх зносу  $\alpha'$ ) і витрати на обслуговування мережі (поточний ремонт, зарплата персоналу, загальномережеві витрати -  $\alpha''$ ).

Амортизаційні відрахування визначаються для кожного року за сумою капіталовкладень попередніх років. Щорічні витрати на обслуговування електричних мереж можуть наближено бути оцінені пропорційно вартості основних фондів (капіталовкладенням).

При навчальному проектуванні досить для визначення щорічних витрат користуватися середніми нормами витрат на обслуговування елементів електричних мереж, рекомендованих для техніко-економічних розрахунків, а також сумарними щорічними витратами, що включають амортизаційні відрахування.

У цьому випадку витрати визначаються за формулами:

$$C_o = (\alpha'_{\text{л}} + \alpha''_{\text{л}}) \cdot K_{\text{л}}$$

$$C_{\text{пд}} = (\alpha'_{\text{пд}} + \alpha''_{\text{пд}}) \cdot K_{\text{пд}}$$

де  $\alpha'_{\text{л}}$ ,  $\alpha'_{\text{пд}}$  – середні норми щорічних витрат на амортизаційні відрахування відповідно для лінії і підстанції;

$\alpha''_{\text{л}}$ ,  $\alpha''_{\text{пд}}$  – середні норми витрат на обслуговування лінії і підстанції.

Витрати, пов'язані з втратами електроенергії  $I_{\Delta w}$ , визначаються за формулою:

$$I_{\Delta w} = C_{\text{пит}} \cdot \Delta W_{\Sigma}$$

де  $C_{\text{пит}}$  – питомі приведені витрати на відшкодування втрат електроенергії;

$\Delta W_{\Sigma}$  – сумарні втрати енергії.

Значення  $C_{\text{пит}}$  [2] залежить від часу максимальних втрат  $\tau$  і від регіону.

Для трьох варіантів спільними є такі умови:

- живлення здійснюється по дволанцюговій лінії від одного джерела;





$$C_{\text{пит}} = 1,3 \frac{\text{гр}}{\text{кВм}\cdot\text{г}}$$

Економічна щільність струму для неізолюваних алюмінієвих проводів  
 $j_{\text{ек}}=1,0 \text{ А/мм}^2$  (при  $T_{\text{макс}} > 5000 \text{ год}$ )

Порядок визначення наведених витрат по кожному з порівнюваних варіантів:

1) Визначаються капітальні вкладення. При цьому можна не враховувати одні й ті ж елементи, що повторюються в обох варіантах, а саме  $K_{\text{ЗРП}}$ . Капітальні вкладення підраховуються за укрупненими показниками, проте для порівнянності витрати за обома варіантами визначаються за одним джерелом з урахуванням підвищувального коефіцієнта  $k_{\text{під}} = 28$ .

Пристрої компенсації втрат потужності в обох варіантах відсутні, у зв'язку з цим приймаємо рівними нулю елементи  $K_{\text{КП}}$  і  $K_{\text{пит}}$  ( $K_{\text{доп}}$ ).

2) Визначаються щорічні витрати на амортизацію і обслуговування мережі. При цьому для лінії сумарний коефіцієнт  $\alpha_{\text{л}} = 2,8 \%$ , а для підстанції -  $\alpha_{\text{під}} = 9,4 \%$  (визначено за довідниками).

3) Обчислюються щорічні витрати на відшкодування втрат електроенергії.

4) Визначаються приведені витрати за виразом без урахування елемента У, вважаючи, що обидва варіанти мають однакову надійність електропостачання.

Оптимальним за економічними показниками буде варіант, що характеризується мінімальними приведеними витратами.

Розрахунок приведених витрат при  $U_{\text{мер}}=35 \text{ кВ}$ .

Струм в одній лінії в нормальному і післяаварійному режимі:

$$I_{\text{н.р.}} = \frac{S_{\text{РЗ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{МЕРЕЖИ}}} = \frac{18128,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 149,524 \text{ А}$$

$$I_{\text{нар}} = 2 \cdot I_{\text{н.р.}} = 2 \cdot 149,524 = 299,05 \text{ А}$$

Переріз лінії (економічний):

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н.р.}}}{j_{\text{ек}}} = \frac{149,524}{1,0} = 149,524 \text{ мм}^2$$

де  $j_{ек} = 1,0 \text{ А/мм}^2$  - Економічна щільність струму для неізолюваних алюмінієвих проводів (при  $T_{макс} > 5000$  год)

Приймаємо стандартний перетин проводу  $185/29 \text{ мм}^2$ . По ПУЕ длительно допустимый ток при таком сечении равен  $510 \text{ А}$ , т.е.  $I_{доп} > I_{пар}$ .

Однак для проводів такого перерізу не передбачені опори на напругу  $35 \text{ кВ}$ , тому використовуємо опори на напругу  $110 \text{ кВ}$ .

При даному перерізі питома вартість лінії складе:

$$K_{уд} = 66 \cdot 28 = 1848 \text{ т.р/км.}$$

Тоді капітальні вкладення на спорудження лінії:

$$K_{л} = 1884 \cdot 5 = 9420 \text{ тис.грн.}$$

Вартість двох трансформаторів:

$$K_{тр} = 2 \cdot 110 \cdot 28 = 6160 \text{ тис.грн.}$$

Вартість обраної схеми РП ВН:

$$K_{ору} = 40 \cdot 28 = 1120 \text{ тис.грн.}$$

Постійна частина витрат по підстанції:

$$K_{пост} = 200 \cdot 28 = 5600 \text{ тис.грн.}$$

Капіталовкладення в будівництво підстанції:

$$K_{п} = 6160 + 1120 + 5600 = 12880 \text{ тис.грн.}$$

Загальні капіталовкладення:

$$K = 9420 + 12880 = 22300 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на амортизацію і ремонт лінії і підстанції:

$$И_{л} = 9420 \cdot 2,8 \% / 100 = 263,76 \text{ тис.грн.}$$

$$И_{п} = 12880 \cdot 9,4 \% / 100 = 1210,72 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні втрати енергії складаються з постійних втрат в лінії і втрат в трансформаторі (постійних і навантажувальних):

$$\Delta W = 2 \Delta P_{XX} \cdot T + (\Delta P_{тр.нав} + \Delta P_{л}) \cdot \tau$$

Основні параметри трансформатора [7]:

ТДНС-16000/35:

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$\Delta P_{xx} = 18 \text{ кВт};$$

$$S_{\text{тр.ном.}} = 16 \text{ МВА};$$

$$U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$R_T = 0,45 \text{ Ом.}$$

Основні параметри трансформатора і лінії:

АС-185/29:

$$r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$$

Активний опір лінії електропередач:

$$R_{\text{л}} = 5 \cdot 0,159 = 0,795 \text{ Ом}$$

Втрати активної енергії в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{ТР.НАВ}} = \frac{S_{\text{НАВ}}^2}{2 \cdot U_H^2} \cdot R_T;$$

Втрати активної енергії в лінії електропередач:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S_{\text{НАВ}}^2}{2 \cdot U_H^2} \cdot R_{\text{л}}.$$

Розрахунок ведемо для максимального режиму, вважаючи, що в лінії і в трансформаторі протікає потужність  $S_{\text{НАВ}} = S_{\text{рз}} = 18128,8 \text{ кВА}$ , тоді:

$$\Delta P_{\text{ТР.НАВ}} = \frac{18128,8^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 0,45 = 60,365 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{18128,8^2}{2 \cdot 35^2} \cdot 0,795 = 106,645 \text{ кВт}$$

$$\Delta W = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + (60,365 + 106,645) \cdot 4748,5 = 1108,407 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Витрати, пов'язані з втратами енергії:

$$I_{\Delta W} = C_n \cdot \Delta W = 1,3 \cdot 1108406,985 = 1440,93 \text{ тис.грн}$$

Разом, щорічні витрати на експлуатацію будуть рівні:

$$I = 263,76 + 1210,72 + 1440,93 = 2915,409 \text{ тис.грн.}$$

Приведені витрати:

$$z = Z = 0,12 \cdot 22300 + 2915,409 = 5591,409 \text{ тис.грн.}$$

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		41



$$\Delta W = 2 \Delta P_{xx} \cdot T + (\Delta P_{TP.HAB} + \Delta P_{л}) \cdot \tau$$

Основні параметри трансформатора:

ТДН-16000/110:

$$\Delta P_{xx} = 19 \text{ кВт},$$

$$S_{тр.ном.} = 16 \text{ МВА},$$

$$U_H = 110 \text{ кВ},$$

$$R_T = 4,38 \text{ Ом}.$$

Основні параметри лінії електропередач:

АС-70/11:

$$r_0 = 0,428 \text{ Ом/км},$$

Активний опір лінії електропередач:

$$R_{л} = 5 \cdot 0,428 = 2,14 \text{ Ом}$$

Втрати активної енергії в трансформаторі:

$$\Delta P_{TP.HAB} = \frac{S_{HAB}^2}{2 \cdot U_H^2} \cdot R_T$$

Втрати активної енергії в лінії електропередач:

$$\Delta P_{л} = \frac{S_{HAB}^2}{2 \cdot U_H^2} \cdot R_{л}$$

Розрахунок ведемо для максимального режиму, вважаючи, що в лінію і в трансформатор поступає потужність  $S_{HAB} = S_{рз} = 18128,8 \text{ кВА}$ , тоді:

$$\Delta P_{TP.HAB} = \frac{18128,8^2}{2 \cdot 110^2} \cdot 4,38 = 59,484 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{л} = \frac{18128,8^2}{2 \cdot 110^2} \cdot 2,14 = 29,063 \text{ кВт}$$

$$\Delta W = 2 \cdot 19 \cdot 8760 + (59,484 + 29,063) \cdot 4748,5 = 753345,43 \text{ кВт} / \text{год}$$

Витрати, пов'язані з втратами енергії:

$$I_{\Delta w} = C_n \cdot \Delta W = 1,3 \cdot 753345,43 = 979,349 \text{ тис.год}.$$

Разом, щорічні витрати на експлуатацію будуть рівні:

					МР.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$И=223,44+2374,06+979,349=3576,849 \text{ тис.грн.}$$

Приведенные затраты:

$$З = 0,12 \cdot 33236 + 3576,849 = 7565,17 \text{ тис.грн.}$$

Відносна різниця приведених витрат за двома варіантами дорівнює:

$$\Delta З = \frac{З_{110кВ} - З_{35кВ}}{З_{110кВ}} \cdot 100 \% = \frac{7565,169 - 5591,406}{7565,169} \cdot 100 \% = 26 \%$$

Оскільки наведені витрати відрізняються більш ніж на 15 %, слід за основний приймати варіант з меншим значенням приведених витрат.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		44

## 4 Проектування системи зовнішнього електропостачання фабрики

### 4.1 Вибір напруги живлення

Після побудови графіків навантаження за типовими таблицями для машинобудівної галузі визначаємо напругу живлення по формулі:

$$U_{\text{розр}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5} + \frac{2500}{16,954}}} = 63,57 \text{ кВ}$$

де  $P$  – значення розрахункового навантаження підприємства, МВт;

$L$  – відстань від підстанції енергосистеми до фабрики, км.

Напругу живлення вибираємо виходячи з техніко-економічного розрахунку на напругу 35 і 110 кВ.

Виходячи з техніко-економічного розрахунку, слід вибрати напругу живлення рівною 35 кВ, але при таких потужностях не існує понижуючих трансформаторів. Таким чином, напругу живлення приймаємо рівною 110 кВ.

### 4.2 Вибір трансформаторів на ГПП

Зробимо вибір трансформаторів. Так як на підприємстві є споживачі I – II категорії, то встановлюємо двохтрансформаторну підстанцію, виберемо і перевіriamo трансформатори в наступній послідовності.

Вибір трансформаторів визначається виходячи з середньоквадратичної потужності фабрики. Нижче наведено добовий графік навантаження для текстильної промисловості [2].

					MP.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				“Проектування системи зовнішнього електропостачання фабрики”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	45	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							



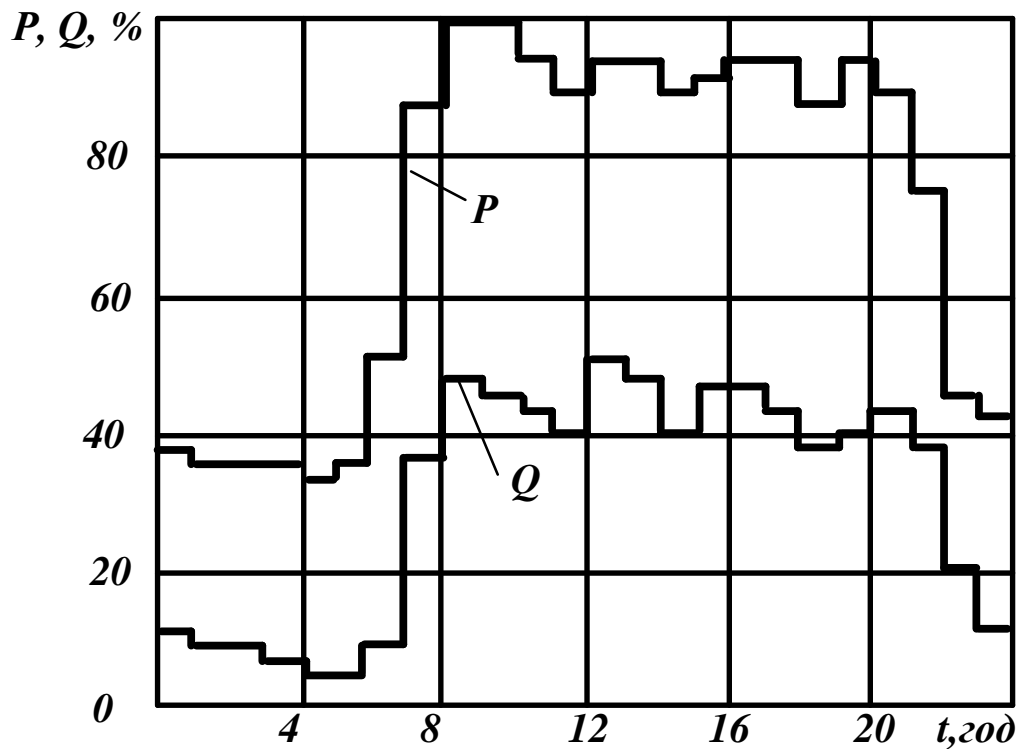


Рисунок 4.1 - Добовий графік навантаження

Для побудови добового графіка в одиницях потужності, розрахуємо значення активної і реактивної потужності для фабрики, виходячи з її максимального навантаження.

$$P = \frac{P_{\text{макс}} \cdot P_{\%}}{100}$$

$$Q = \frac{Q_{\text{макс}} \cdot Q_{\%}}{100}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Розрахуємо значення активної, реактивної і повної потужності в точці 1 годину, дані розрахунку занесемо в таблицю.

$$P = \frac{P_{\text{макс}} \cdot P_{\%}}{100} = \frac{16953,81 \cdot 37,5}{100} = 6357,68 \text{ кВт}$$

$$Q = \frac{Q_{\text{макс}} \cdot Q_{\%}}{100} = \frac{6283,57 \cdot 10}{100} = 628,36 \text{ кВАр}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6357,68^2 + 628,36^2} = 6388,65 \text{ кВА}$$

Таблиця 4.1 – Значення розрахунків добового графіка

Год	P %	P, кВт	Q %	Q	S
1	37,5	6357,68	10	628,36	6388,65
2	35	5933,833	8	502,69	5955,09
3	35	5933,833	8	502,69	5955,09
4	35	5933,833	6	377,01	5945,8
5	32,5	5509,988	4	251,34	5515,72
6	35	5933,833	4	251,34	5939,15
7	50	8476,904	8	502,69	8491,8
8	87,5	14834,58	35	2199,2	14996,7
9	100	16953,81	48	3016,1	17220
10	100	16953,81	45	2827,6	17188
11	95	16106,12	42	2639,1	16320,9
12	90	15258,43	40	2513,4	15464,1
13	95	16106,12	50	3141,8	16409,7
14	95	16106,12	48	3016,1	16386,1
15	90	15258,43	40	2513,4	15464,1
16	92,5	15682,27	46	2890,4	15946,4
17	95	16106,12	46	2890,4	16363,4
18	95	16106,12	42	2639,1	16320,9
19	87,5	14834,58	38	2387,8	15025,5
20	95	16106,12	40	2513,4	16301,1
21	90	15258,43	43	2701,9	15495,8
22	75	12715,36	38	2387,8	12937,6
23	45	7629,213	20	1256,7	7732,03
24	42,5	7205,37	10	628,36	7232,71

Потужність трансформаторів визначаємо за добовим графіком навантаження.  
Для цього розрахуємо середньоквадратичну потужність по формулі:

$$S_{\text{сер.кв.}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}}$$

$$S_{\text{сер.кв.}} = \sqrt{\frac{6388,65 + 5955,09 + 5955,09 + 5945,8 + 5515,72 + 5939,15 + 8491,8 + 14996,7 + 17220 + 17188 + 16320,9 + 15464,1 + 16409,7 + 16386,1 + 15464,1 + 15946,4 + 16363,4 + 16320,9 + 15025,5 + 16301,1 + 15495,8 + 12937,6 + 7732,03 + 7232,71}{24}}$$

$$= 13203 \text{ кВА}$$

Визначаємо потужність одного трансформатора:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{сер.кв.}}}{1,4} = \frac{13203,1}{1,4} = 9430,75 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДН-16000/110 з наступними параметрами [7]:

$S_{\text{ном}}$  - 16000 кВА;

$U_{\text{ВН}}$  = 115 кВ;

$U_{\text{НН}}$  = 6,6 кВ;

$\Delta P_x$  = 18 кВт;

$\Delta P_k$  = 85 кВт;

$U_{\text{к(В-Н)}}$  = 10,5 %;

$I_x$  = 0,7 %.

Обраний трансформатор перевіримо на перевантажувальну здатність.

Коефіцієнт попереднього завантаження  $K_1$ , визначається по повній потужності, яка нижча середньоквадратичної:  $S_i < S_{\text{сер.кв}}$  в період часу  $\Delta t$ :

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}} \cdot 2} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{7512,52}{2 \cdot 16000} = 0,235$$

Коефіцієнт перевантаження  $K_2$ , визначається по повній потужності, яка більша середньоквадратичної:  $S_i > S_{\text{сер.кв}}$  в період часу  $\Delta t$ :

						МР.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			48

$$K_2 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{16078,6}{16000} = 1,0049 ;$$

З [2] по часу перевантаження і коефіцієнту  $K_1$  вибираємо  $K_{макс}=1,4$  і порівнюємо його з  $K_2$ .

$$1,0049 < 1,5 \cdot K_2 < K_{макс},$$

Тобто, виконується умова по перевантажувальній здатності для трансформатора в післяварійному режимі, отже, приймаємо трансформатор ТДН-16000/110.

### 4.3 Вибір схеми розподільчого пристрою високої напруги

Вибір варіанта схеми проводимо з урахуванням місцевих умов і категорії електропостачання споживачів. Так як на фабриці монтажного обладнання присутні споживачі I-ої категорії електропостачання, то приймаємо схему для тупикових підстанцій з автоматикою в перемичці [4].

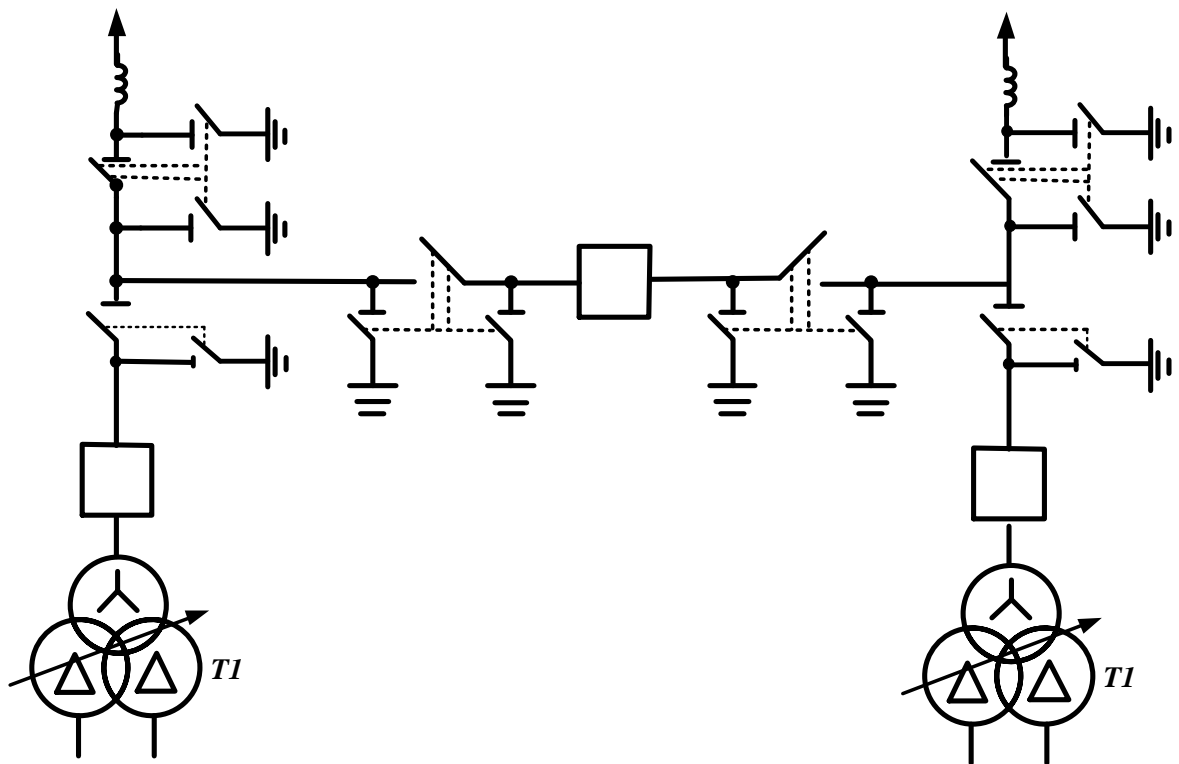


Рисунок 4.2 - Схема РП ВН з двома трансформаторами

#### 4.4 Вибір перерізу живильної лінії електропередач

Живлення з системи відбувається по повітряних лініях електропередач. Продемо вибір проводу для лінії 110 кВ в наступній послідовності:

Визначаємо струм в лінії в нормальному і після аварійному режимах:

$$I_{Н.Р} = \frac{S_3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{мер}} = \frac{18129}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 47,63 \text{ А}$$

$$I_{ПАР} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{мер}} = \frac{18129}{\sqrt{3} \cdot 110} = 95,149 \text{ А}$$

де  $S_3$  – потужність підприємства, кВА;

$n$  – кількість ліній;

$U_{мер}$  – напруга мережі живлення, кВ.

Переріз проводу розраховуємо по економічній щільності струму:

$$F_e = \frac{I_{Н.Р}}{j_e} = \frac{47,63}{1} = 47,63 \text{ мм}^2$$

де  $j_e$  – економічна щільність струму вибирається виходячи з часу максимальних навантажень. При  $T_{макс} > 5000$  год,  $j_e = 1$  А/мм<sup>2</sup>;

$F_e$  – економічний переріз проводу (мм<sup>2</sup>).

За отриманим перерізом вибираємо алюмінієвий провід зі сталевим сердечником марки АС - 70/11.

Перевіряємо переріз проводу за умовою допустимого нагріву. За ПУЕ допустимий граничний струм для проводу на 110 кВ перерізом 70/11 мм<sup>2</sup> рівен 265 А, отже:

$$I_{пар} = 95,15 < I_d = 265 \text{ А}$$

Переріз по даній умові підходить.

Перевіряємо переріз проводу за падінням напруги в лінії в нормальному і після аварійному режимах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_3 \cdot R + Q_3 \cdot X}{U_n^2} \cdot 100 \% < (10 - 15) \%$$

$$R = r_o \cdot l = 0,428 \cdot 5 = 2,14 \text{ Ом}$$

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		50

$$X = x_o \cdot l = 0,444 \cdot 5 = 2,22 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_3 \cdot R + Q_3 \cdot X}{U_H^2} = \frac{16953,81 \cdot 2,14 + 6283,57 \cdot 2,22}{110^2} \cdot 100 \% = 0,415 \%$$

За умовою падіння напруги даний провід дозволяється використовувати.

За умовою коронного розряду і рівню радіоперешкод провід такого перерізу дозволяється використовувати.

Живлення з системи відбувається по повітряних лініях електропередач.

Остаточню вибираємо дві ВЛЕС на металевих опорах, провід марки АС-70.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

## 5 Система розподілу електроенергії на підприємстві

### 5.1 Вибір напруги розподілу електропередач

За потужністю трансформаторів вибираємо наступну схему розподільного пристрою на стороні низької напруги [4]:

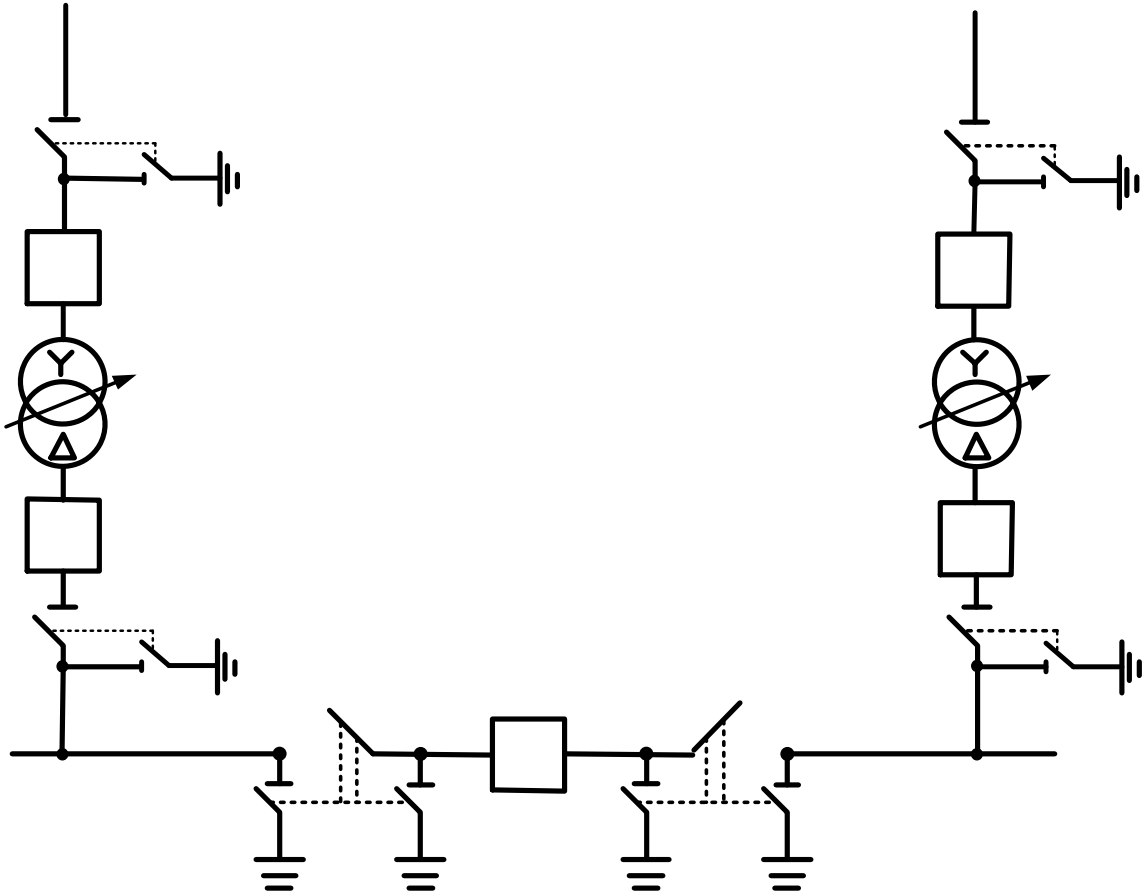


Рисунок 5.1 - Схема розподілу низької напруги

					MP.5.8.141.001.ПЗ		
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Єгоров Є				Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский				В	52	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский						

### 5.3 Визначення потужності і кількості цехових трансформаторних підстанцій

Споживачі I – ї категорії повинні мати двотрансформаторні підстанції і живитися за радіальною схемою від різних секцій ГПП або СП [3].

Споживачі II – й і III – ї категорій можуть живитися по магістральним схемам. Всі цехові РП, КТП і РЩ живляться по кабельних лініях з прокладанням кабелю на естакадах, причому кабелі різних вводів споживачів I – ї категорії прокладаються на різних естакадах.

Попередній вибір числа і потужності трансформаторів на КТП проводиться на підставі необхідного ступеня надійності електропостачання. Для споживачів II – ї категорії на КТП встановлюються два трансформатори, які працюють окремо в нормальному режимі - з метою зменшення струмів КЗ. Номінальна потужність цехових трансформаторів вибирається по середній потужності за найбільш завантажену зміну виходячи з умов економічної роботи трансформаторів. Для двотрансформаторних КТП коефіцієнт завантаження одного трансформатора 0,7 - 0,75, для однострансформаторної КТП при наявності резервування по вторинних колах - 0,85 - 0,9 і для однострансформаторної КТП - 0,9 - 1,0. Допустиме перевантаження в післяаварійному режимі – 40 %.

Якщо навантаження в цеху споживачів II – ї і III – ї категорій не перевищує 200 кВА, то в даному цеху КТП не встановлюється, ЕП цеху живляться від найближчої КТП кабельними лініями 0,4 кВ.

Число КТП, число і потужність трансформаторів визначаємо за наступними умовами:

–  $S_{\text{пит}} \leq 0,2 \text{ кВА/м}^2$  – не рекомендується застосовувати трансформатори потужністю більше 1000 кВА;

–  $0,2 < S_{\text{пит}} < 0,3 \text{ кВА/м}^2$  – більше 1600 кВА;

–  $S_{\text{пит}} \geq 0,3 \text{ кВА/м}^2$  – більше 2500 кВА;

–  $S_{\text{пит}} \geq 0,4 \text{ кВА/м}^2$  – встановлюються двотрансформаторні КТП не залежно від категорії.





Таблиця 5.1 – Результати розрахунків

№	Найменування цеху	Тип	$S_{PЦ}, \text{кВА}$	$S_{Пит}, \text{кВА}$	$S_{HT}, \text{кВА}$	Кз.НР	Кз.ПАР	$\Delta P_{xx}, \text{Вт}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Гараж	-	251,2	-	-	-	-	-
2	Насосна	ТМ-4000/10	2898,4	83,26	4000	0,362	0,725	5,3
3	Прядильний цех	ТМ-2500/10	2456,1	6,64	2500	0,491	0,98	3,9
4	Ткацький цех	ТМ-4000/10	3636,6	11,73	4000	0,455	0,909	5,3
5	Красильний цех	ТМ-2500/10	2418,6	6,328	2500	0,484	0,967	3,9
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	ТМ-1000/10	722,5	3,833	1000	0,361	0,722	2
7	Склад продукції	ТМ-630/10	104,1	0,252	630	0,165	0,165	6,3
8	Управління фабрики	ТМ-630/10	298,4	1,188	630	0,237	0,474	6,3
9	Механічний цех	ТМ-1600/10	1290	5,108	1600	0,403	0,806	2,75
10	Столярний цех	ТМ-1600/10	1271	6,238	1600	0,397	0,794	2,75

## Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Електроремонтний цех	ТМ-1600/10	1207	4,569	1600	0,377	0,754	2,75
12	Склад вугілля	ТМ-630/10	166	0,566	630	0,132	0,263	6,3
13	Склад обладнання і запасних частин	ТМ-630/10	152,3	0,715	630	0,121	0,242	6,3
14	РММ	ТМ-630/10	393,1	1,19	630	0,312	0,62	6,3
15	Магазин	ТМ-630/10	52,22	1,50	630	0,041	0,08	6,3
16	Блок підсобних цехів	ТМ-630/10	484,9	1,656	630	0,385	0,77	6,3
17	Склад декор. тканин	ТМ-630/10	126,6	1,11	630	0,101	0,2	6,3
18	Їдальня	ТМ-630/10	152,7	1,35	630	0,121	0,242	6,3
19	Медпункт	ТМ-630/10	42,7	1,227	630	0,034	0,068	6,3
20	Прохідна	-	4,986	-	-	-	-	-

Продовження таблиці 5.1

№	Найменування цеху	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$U_{кз}$ , %	$I_{хх}$ , %	$\Delta P_{т}$ , кВт	$\Delta Q_{хх}$ , кВАр	$\Delta Q_{кз}$ , кВАр	$\Delta Q_{т}$ , кВАр
1	2	10	11	12	13	14	15	16
1	Гараж	-	-	-	-	-	-	-
2	Насосна	33,5	7,5	0,9	9,7	36	300	75,38
3	Прядильний цех	23,5	6,5	1	9,57	25	162,5	64,21
4	Ткацький цех	33,5	7,5	0,9	12,2	36	300	98,0
5	Красильний цех	23,5	6,5	1	9,4	25	162,5	63,02
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	11,6	6,5	1,4	3,51	14	65	22,48
7	Склад продукції	7,6	6,5	2	6,51	12,6	40,95	13,72
8	Управління фабрики	7,6	6,5	2	6,73	12,6	40,95	14,9
9	Механічний цех	16,5	6,5	1,3	5,43	20,8	104	37,7
10	Столярний цех	16,5	6,5	1,3	5,35	20,8	104	37,2
11	Електроремонтний цех	16,5	6,5	1,3	5,1	20,8	104	35,6
12	Склад вугілля	7,6	6,5	2	6,43	12,6	40,95	13,31
13	Склад обладнання і запасних частин	7,6	6,5	2	6,41	12,6	40,95	13,2
14	РММ	7,6	6,5	2	7,04	12,6	40,95	16,6
15	Магазин	7,6	6,5	2	6,31	12,6	40,95	12,67
16	Блок підсобних цехів	7,6	6,5	2	7,43	12,6	40,95	18,67
17	Склад декор. тканин	7,6	6,5	2	6,38	12,6	40,95	13,01
18	Їдальня	7,6	6,5	2	6,41	12,6	40,95	13,20
19	Медпункт	7,6	6,5	2	6,31	12,6	40,95	12,65
20	Прохідна	-	-	-	-	-	-	-

## 5.4 Вибір способу каналізації електроенергії, схеми розподілу і перерізу кабельних ліній

Після визначення кількості і потужності трансформаторів цехових КТП, наносимо на генеральний план схему каналізації електроенергії по території фабрики, наносячи при цьому траси КЛ електропередач [11]. Схема каналізації фабрики представлена на рисунку 5.2.

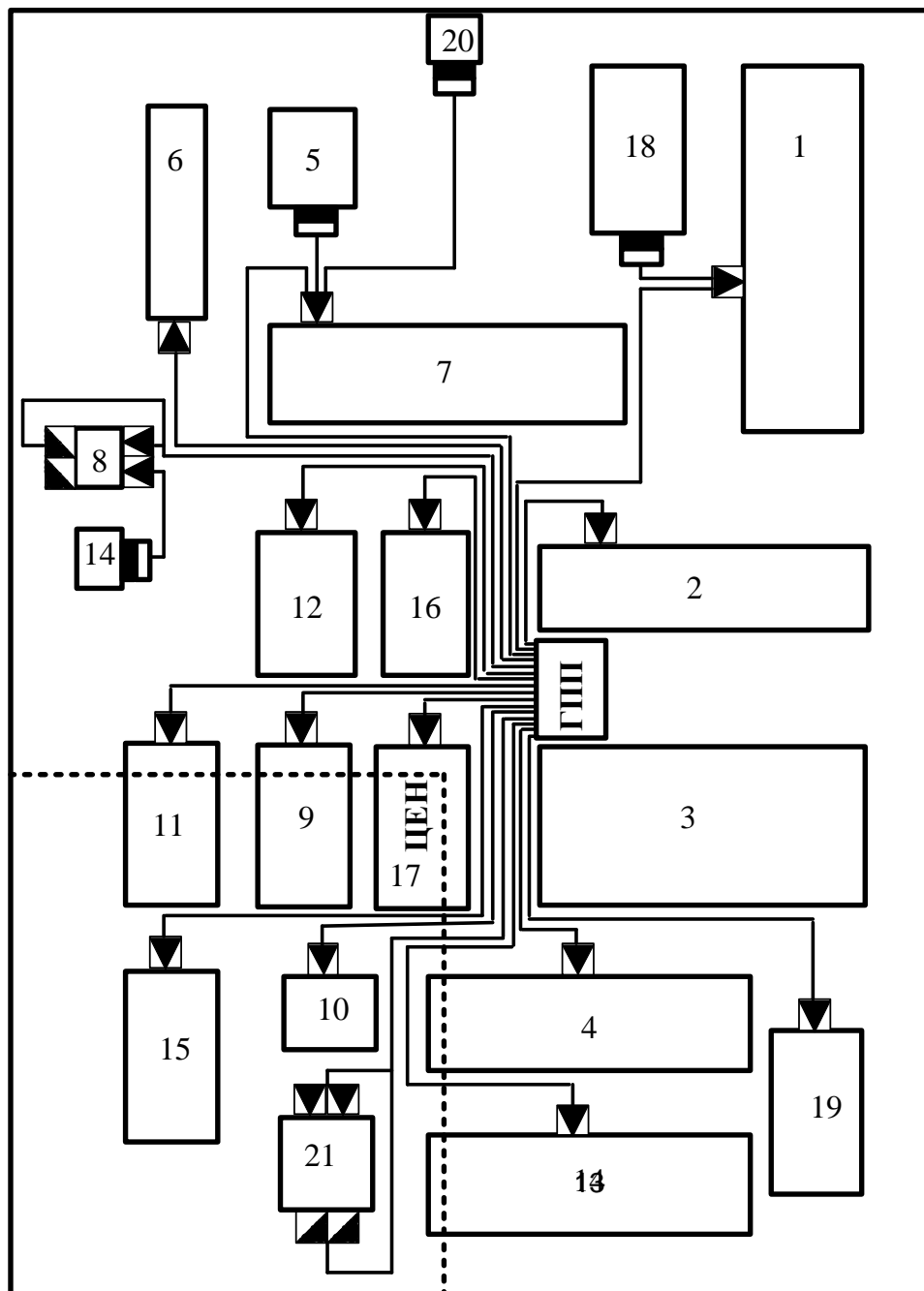


Рисунок 5.2 – Схема каналізації електричної енергії

Каналізація електричної енергії - це розподіл електричної енергії за допомогою ПЛ, КЛ і струмопроводів від місця виробництва до місця споживання.

Вибір того чи іншого конструктивного рішення залежить від розміщення навантажень, щільності забудови території, її насиченості технологічними, сантехнічними, транспортними комунікаціями, рівня і агресивності ґрунтових вод, ступеня забрудненості повітря, району ожеледиці. З урахуванням вищевикладеного приймаємо прокладку КЛ по кабельних естакадах.

До переваг такого способу відносяться: тривале збереження оболонки КЛ через відсутність руйнуючих факторів, які часто мають місце в ґрунті (хімічні реагенти, ґрунтова корозія, блукаючі струми), зручність монтажу та експлуатації, легкість при знаходженні місць пошкодження та встановлення з'єднувальних муфт, можливість ведення електромонтажних робіт зі спорудження КЛ до виконання планування території фабрики, менші капітальні витрати в порівнянні з прокладкою КЛ в каналах і особливо в тунелях при відповідних кількостях кабелів в потоці, мала ймовірність механічних пошкоджень.

Вибір перерізу КЛ проводимо по допустимому струмовому навантаженню в післяаварійному режимі, з подальшою перевіркою по економічній щільності струму, по втратах напруги в нормальному і післяаварійному режимах і на термічну стійкість до струмів КЗ.

$$F_e = \frac{I_p}{j_e}, \text{ мм}^2$$

де  $j_e = 1,2 \text{ А/мм}^2$  – економічна щільність струму для алюмінієвих кабелів з паперовою ізоляцією.

Кабельні лінії вибирають за наступними умовами:

– по струму нормального режиму  $I_{\text{дон}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \geq I_{p.\text{нар}}$  ;

– по номінальній напрузі  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мер}}$  ;

– по економічному перерізу  $F_e = \frac{I_p}{j_e}$  ;

Допустиме струмове навантаження на жилу кабелю в нормальному режимі визначається за формулою:

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп.табл}}$$

де  $k_1$  – поправковий коефіцієнт для кабелів в залежності від температури середовища;

$k_2$  – поправковий коефіцієнт зниження навантаження при спільному прокладанні;

$k_3$  – поправковий коефіцієнт допустимого перевантаження на період ліквідації аварії.

$I_{\text{доп.табл}}$  – допустимий табличний тривалий струм.

Зробимо вибір і перевірку КЛ електропередач, результати розрахунків зведемо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок потужностей цехів з урахуванням втрат в трансформаторі

№	Найменування цеху	$P_{\text{рц}}$ , кВт	$Q_{\text{рц}}$ , кВАр	$\Delta P_{\text{т}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{т}}$ , кВр	$P'_{\text{рц}}$ , кВт	$Q'_{\text{рц}}$ , кВАр	$S'_{\text{рц}}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Гараж	2784,11	805,8	9,7	75,38	2784	881,18	2930
2	Насосна	2326,79	786,3	9,57	64,21	2327	850,49	2486
3	Прядильний цех	3407,72	1269,7	12,2	98,0	3408	1367,6	3683
4	Ткацький цех	2296,07	760,06	9,45	63,0	2296	823,08	2448
5	Красильний цех	643,86	327,76	3,51	22,5	643,9	350,25	736,0
6	Лабораторії (ЦЗЛ)	84,34	60,95	6,51	13,72	84,34	74,67	117,6
7	Склад продукції	268,86	129,51	6,73	14,9	268,9	144,41	311,1
8	Управління фабрики	1204,44	461,64	5,43	37,7	1204	499,34	1309
9	Механічний цех	1181,46	468,22	5,35	37,2	1181	505,42	1290
10	Столярний цех	1095,72	505,88	5,1	35,67	1096	541,48	1227
11	Електроремонтний цех	164,74	18,81	6,4	13,31	164,7	32,12	174,1
12	Склад вугілля	2784,11	805,80	9,7	75,4	2784	881,18	29308





де  $I_{\text{таб}}$  – допустиме струмове навантаження на жилу кабелю по ПУЕ;

$K_1$  – поправковий коефіцієнт на можливість короткочасного перевантаження кабелю в нормальному режимі роботи (в повітрі);

$K_2$  – поправковий коефіцієнт на перевантаження кабелю на період ліквідації аварії (в повітрі).

Остаточно приймаємо кабель марки АСБл – 3×70. Після знаходження струму КЗ перевіряємо кабель на термічну стійкість.

Таблиця 5.3 – Вибір ліній живлення цехових трансформаторних підстанцій

Номер на плані	Лінія	U, кВ	S <sub>л</sub> , кВА	I <sub>р.нр</sub> , А	I <sub>р.пар</sub> , А	F <sub>с</sub> , мм <sup>2</sup>	F, мм <sup>2</sup>	I <sub>таб</sub> , А	I <sub>д.нр</sub> , А	I <sub>д.пар</sub> , А	Кабель
Трансформаторні підстанції											
2	ПГВ-ТП2	10	2929,48	84,567	169,134	70,4723	95	200	220	250	АСБл – 3×95
3	ПГВ-ТП3	10	2486,35	71,775	143,549	59,8122	70	165	181,5	206,25	АСБл – 3×70
4	ПГВ-ТП4	10	3683,27	106,327	212,654	88,6057	95	200	220	250	АСБл – 3×95
5	ПГВ-ТП5	10	2447,99	70,6673	141,335	58,8894	70	165	181,5	206,25	АСБл – 3×70
6	ПГВ-ТП6	10	736,044	21,248	42,4955	17,7065	25	85	93,5	106,25	АСБл – 3×25
7	ПГВ-ТП7	10	117,59	3,394	6,78908	2,82879	16	60	66	75	АСБл – 3×16
8	ПГВ-ТП8	10	311,126	8,981	17,9629	7,48453	16	60	66	75	АСБл – 3×16
9	ПГВ-ТП9	10	1308,86	37,783	75,5672	31,4864	35	105	115,5	131,25	АСБл – 3×35
10	ПГВ-ТП10	10	1289,95	37,237	74,4755	31,0314	35	105	115,5	131,25	АСБл – 3×35
11	ПГВ-ТП11	10	1226,78	35,414	70,8281	29,5117	35	105	115,5	131,25	АСБл – 3×35
12	ПГВ-ТП12	10	174,16	5,027	10,0551	4,18964	16	60	66	75	АСБл – 3×16
13	ПГВ-ТП13	10	165,375	4,773	9,54792	3,9783	16	60	66	75	АСБл – 3×16
14	ПГВ-ТП14	10	406,346	11,730	23,4604	9,77516	16	60	66	75	АСБл – 3×16
15	ПГВ-ТП15	10	65,777	1,898	3,79764	1,58235	16	60	66	75	АСБл – 3×16
16	ПГВ-ТП16	10	499,066	14,406	28,8136	12,0057	16	60	66	75	АСБл – 3×16
17	ПГВ-ТП17	10	139,596	4,029	8,05957	3,35815	16	60	66	75	АСБл – 3×16
18	ПГВ-ТП18	10	163,062	4,707	9,41437	3,92265	16	60	66	75	АСБл – 3×16
19	ПГВ-ТП19	10	55,993	1,616	3,23276	1,34698	16	60	66	75	АСБл – 3×16
Силові пункти											
1	ТП15-СП1	0,4	251,184	7,25106	14,5021	6,04255	10	60	66	75	АСБл – 3×10
20	ТП19-СП20	0,4	4,98626	0,14394	0,28788	0,11995	6	61	67,1	76,25	АСБл – 3×6

## 6 Вибір і перевірка елементів в системи електропостачання підприємства

### 6.1 Розрахунок струмів короткого замикання в СЕП

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення коротких замикань в мережі. Для зменшення негативного впливу, обумовленого виходом з ладу електрообладнання при протіканні струмів короткого замикання, а також для швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання, необхідно правильно визначити струми короткого замикання, після чого вибрати електрообладнання, захисну апаратуру і засоби обмеження струмів короткого замикання. При виникненні струмів короткого замикання має місце збільшення струмів в фазах системи в порівнянні з їх значеннями в нормальному режимі роботи.

Визначення струмів КЗ залежить від вимог до точності результатів, від вихідних даних і призначення розрахунку. У загальному випадку струми КЗ визначаються перехідними процесами в електричних колах, що вивчаються теоретичними основами електротехніки. Розрахунок струмів КЗ в електричних мережах промислових підприємств дещо відрізняється від розрахунків, здійснюваних в електричних мережах і системах. Це пояснюється можливістю не виділяти (не враховувати) турбо- і гідрогенератори електростанцій, підживлення від декількох джерел живлення, роботу розгалужених складних кільцевих схем, властивості далеких ЛЕП, дійсні коефіцієнти трансформації.

Для вибору апаратів і провідників, визначення впливу на несучі конструкції при розрахунку струмів КЗ виходять з наступних положень. Всі джерела, що беруть участь в живленні розглянутої точки, працюють з номінальним навантаженням. Синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги та пристрої швидкодіючого форсування збудження. Коротке замикання настає в такий момент часу, при якому струм КЗ має найбільше значення. Електрорушійні сили всіх

					MP.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				“Вибір і перевірка елементів в системи електропостачання підприємства”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	63	117
Н. контр.	Єфімов Г.П					СумДУ ЕТмдн-91п		
Затверд.	Лебединский							



слід виходити з умови, що підведена до трансформатора напруга незмінна і дорівнює його номінальному значенню.

Вимоги до розрахунку струмів КЗ для релейного захисту та системної автоматики дещо відрізняються від вимог до розрахунку для вибору апаратів і провідників. Вимоги до точності розрахунків струмів КЗ для вибору заземлюючих пристроїв невисокі через низьку точність методів визначення інших параметрів, що входять в розрахунок заземлюючих пристроїв (наприклад, питомого опору ґрунту). Тому для вибору заземлюючих пристроїв допускається визначати значення струмів КЗ наближеним способом.

Розрахункова схема для визначення струмів КЗ є схемою в однолінійному виконанні, в яку введені елементи що впливають на струм КЗ, що зв'язують джерела електроенергії з місцем КЗ. Розрахункова схема повинна враховувати перспективу розвитку зовнішніх мереж і генеруючих джерел, з якими електрично зв'язується розглянута установка.

За розрахунковою схемою складають схему заміщення, в якій трансформаторні зв'язки замінюють електричними. Елементи системи електропостачання, що зв'язують джерела електроенергії з місцем КЗ, вводять в схему заміщення опорами, а джерела енергії - опорами і ЕРС. Опори і ЕРС схеми заміщення повинні бути приведені до одного ступеня напруги.

Розрахунок струмів КЗ проводиться для вибору і перевірки електрообладнання з метою забезпечення СЕП надійними в роботі електроапаратами.

Проведемо розрахунок струмів КЗ (трифазне КЗ) в трьох точках:

- на лінійному вводі ВН трансформатора ПП;
- на секції шин 10 кВ ПП;
- на шинах 0,4 кВ найбільш потужної цехової підстанції.

Розрахуємо параметри схеми заміщення і струми короткого замикання в точках  $K_1 - K_5$  для схеми електропостачання пункту прийому електроенергії (ПП) промислового підприємства.

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			65

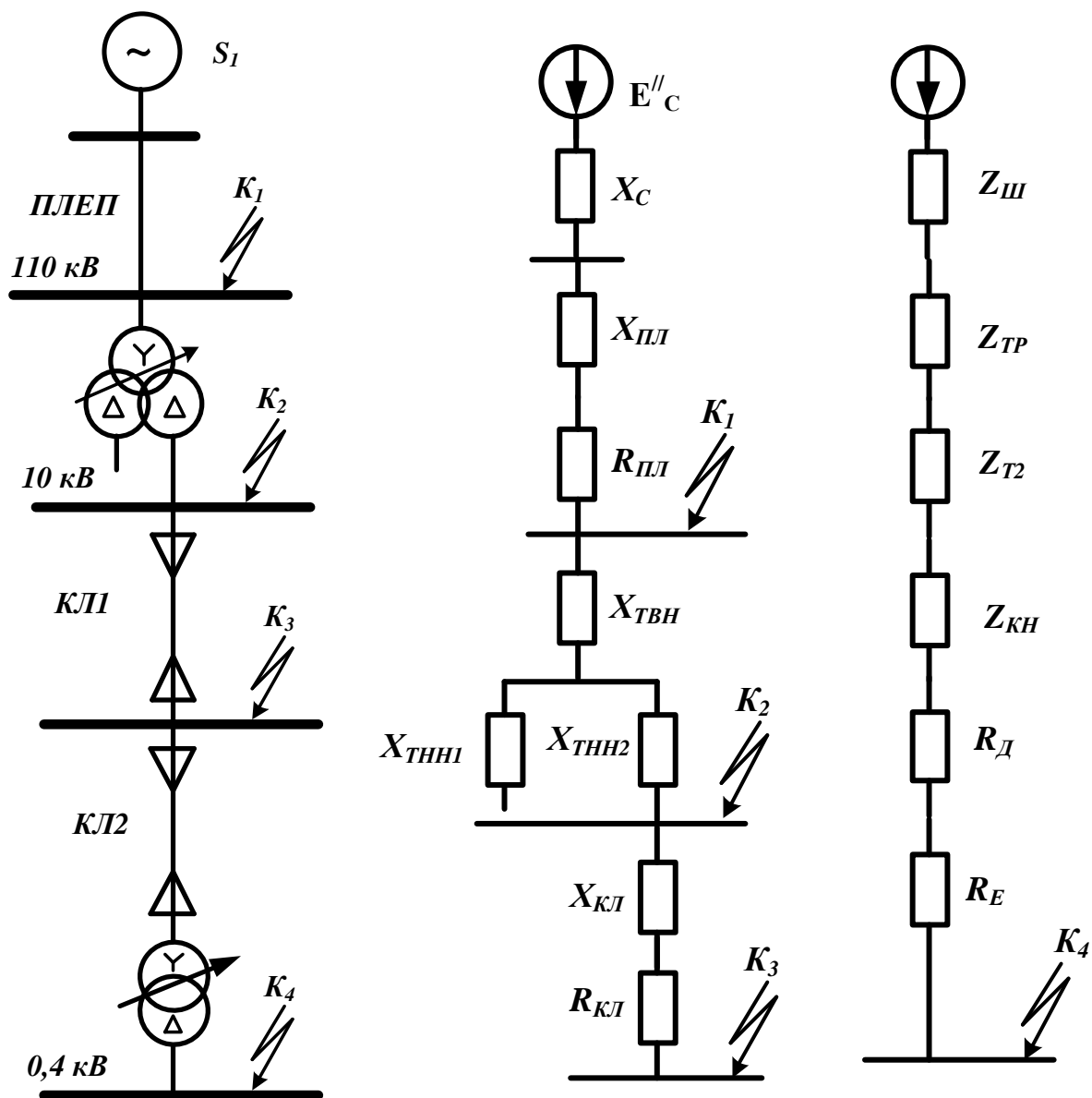


Рисунок 6.1 – до розрахунку струмів КЗ;

а - принципова схема;  $E''_C$

б, в - схеми заміщення

Розрахунок струмів короткого замикання в точці  $K_1$

Приймаємо базисні умови:

$$S_B = S_C = 1100 \text{ MVA}; U_B = 115 \text{ кВ}; E_C = 1; x_c = 0,6 \text{ о.е.}$$

Базисний струм:

Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
----	-----	----------	--------	------

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,53 \text{ кА}$$

Опір повітряної лінії:

$$R_{III} = R_o \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 0,428 \cdot 15 \cdot \frac{1100}{115^2} = 0,534 \text{ Ом}$$

$$X_{III} = X_o \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 0,444 \cdot 15 \cdot \frac{1100}{115^2} = 0,554 \text{ Ом}$$

Повний опір:

$$z_{\Sigma K_1} = \sqrt{(X_C + X_{III})^2 + R_{III}^2} = \sqrt{(0,6 + 0,554)^2 + 0,534^2} = 1,271 \text{ Ом}$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в точці К<sub>1</sub>.

$$I_{n0.K_1} = \frac{E_C}{Z_{\Sigma K_1}} \cdot I_B = \frac{1 \cdot 5,22}{1,271} = 4,1 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ:

$$T_a = \frac{X_{III} + X_C}{\omega_C \cdot R_{III}} = \frac{0,554 + 0,6}{314 \cdot 0,534} = 0,00688 \text{ с}$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,00688}} = 1,234$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{n0[K-1]} = \sqrt{2} \cdot 1,234 \cdot 4,1 = 7,13 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів короткого замикання в точці К<sub>2</sub>

Базисные условия:

$$S_B = S_B = 1100 \text{ МВА}; U_B = 10,5 \text{ кВ};$$

Базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 60,55 \text{ кА}$$

Опір трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{U_k \cdot S_B}{100 \cdot S_{TP.HOM}} = \frac{10,5 \cdot 1100}{100 \cdot 16} = 7,218 \text{ Ом}$$

$$X_{TP.BH} = 0,125 \cdot 7,218 = 0,9023 \text{ Ом}$$

$$X_{TP.HH} = 1,75 \cdot 7,218 = 12,63 \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma K_2} = \sqrt{(X_C + X_{III} + X_{TP.BH} + X_{TP.HH})^2 + R_L^2} = \sqrt{(0,6 + 0,554 + 0,9023 + 12,63)^2 + 0,534^2} = 14,696 \text{ Ом}$$

$$I_{n0.K_2} = \frac{E_C \cdot I_B}{Z_{\Sigma K_2}} = \frac{1 \cdot 60,65}{14,696} = 4,127 \text{ кА}$$

На фабриці немає синхронних двигунів. Тому струм підживлення системи від СД не розраховуємо.

Ударний струм короткого замикання в точці К<sub>2</sub>:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,234 \cdot 4,127 = 7,18 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів короткого замикання в точці К<sub>3</sub>

Розрахунок починаємо з визначення опорів всіх елементів схеми заміщення.

$$L = 920 \text{ м}, R_0 = 1,15 \text{ Ом/км}; X_0 = 0,102 \text{ Ом/км};$$

$$R_{KL} = \frac{R_0 \cdot L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = \frac{1,15 \cdot 0,92}{1} \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 29,322 \text{ Ом}$$

$$X_{KL} = \frac{X_0 \cdot L}{n} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = \frac{0,102 \cdot 0,92}{1} \cdot \frac{1100}{6,3^2} = 2,6 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma C} = X_C + X_{III} + X_{TP.BH} + X_{TP.HH2} = 0,6 + 0,554 + 0,902 + 12,63 = 14,686 \text{ Ом}$$

$$X_{CD\Sigma} = X_D'' \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,2 \cdot \frac{1100 \cdot 10^3}{2 \cdot 630} = 174,603 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma D} = X_{CD\Sigma} + X_{KL} = 174,603 + 2,6 = 177,2 \text{ Ом}$$

$$X_{EK} = \frac{X_{\Sigma C} \cdot X_{\Sigma D}}{X_{\Sigma C} + X_{\Sigma D}} = \frac{14,686 \cdot 177,2}{14,686 + 177,2} = 13,562 \text{ Ом}$$

$$E_{EK}'' = X_{EK} \cdot \frac{E_C}{X_{\Sigma C}} = 13,562 \cdot \frac{1}{14,686} = 0,923$$

Початкове значення періодичної складової струму К<sub>3</sub> в точці К<sub>3</sub>:

$$I_{no.K_3} = \frac{E_{EK}''}{Z_{\Sigma K_3}} \cdot I_B = \frac{E_{EK}''}{\sqrt{(X_{EK} + X_{KL})^2 + R_{KL}^2}} \cdot I_B = \frac{0,923 \cdot 60,484}{\sqrt{(13,562 + 2,6)^2 + 29,322^2}} = 1,667 \text{ кА}$$

Ударний струм К<sub>3</sub>:

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			68

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{n0.K_3} = \sqrt{2} \cdot 1,234 \cdot 1,667 = 2,91 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів короткого замикання в точці К<sub>4</sub>

Систему приймаємо системою нескінченної потужності, опір системи дорівнює 0 ( $S_C = \infty$ ;  $X_C = 0$ ).

Опір силового трансформатора ТП15:  $R_{TP} = 1 \text{ мОм}$ ;  $X_{TP} = 5,4 \text{ мОм}$ ,

Опір трансформатора струму:

$$R_{TC} = 0,05 \text{ мОм}; X_{TC} = 0,07 \text{ мОм},$$

Опір автоматичного вимикача:

$$R_{AB} = 0,41 \text{ мОм}; X_{AB} = 0,13 \text{ мОм},$$

Опір контактів:

$R_K = 0,01 \text{ мОм}$  для контактних з'єднань шинопроводу.

$R_{KA} = 1 \text{ мОм}$  для контактних з'єднань комутаційних апаратів.

Опір шин:  $R_{Ш} = 0,033 \text{ мОм}$ ;  $X_{Ш} = 0,015 \text{ мОм}$ ,

Опір дуги:  $R_D = 4 \text{ мОм}$ ,

Повний опір:

$$Z_{\Sigma K_4} = \sqrt{(X_{TP} + X_{TC} + X_{AB} + X_{Ш})^2 + (R_{TP} + R_{TC} + R_{AB} + R_K + R_{KA} + R_{Ш} + R_D)^2} = \\ = \sqrt{(5,4 + 0,07 + 0,13 + 0,015)^2 + (1 + 0,05 + 0,41 + 0,01 + 1 + 0,033 + 4)^2} = 8,59$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в точці К<sub>3</sub>.

$$I_{n0.K_4} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K_4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 8,59} = 26,91 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{n0.K_4} = \sqrt{2} \cdot 1,234 \cdot 26,88 = 46,91 \text{ кА}$$

Таблиця 6.1 – Струми короткого замикання

Точка КЗ	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>	К <sub>4</sub>
I <sub>по,кА</sub>	4,341	4,115	1,667	26,88
I <sub>уд,кА</sub>	7,574	7,181	2,91	46,91



## 6.2 Вибір і перевірка елементів в системи електропостачання підприємства

Метою вибору апаратури є забезпечення електроустановки надійним в роботі, безпечним в обслуговуванні і безпечним в монтажі та експлуатації обладнанням. Електричні апарати працюють в трьох основних режимах: в тривалому, режимі перевантаження і в режимі КЗ.

У тривалому режимі надійна робота апаратів забезпечується правильним вибором їх по номінальній напрузі і струму.

У режимі перевантаження надійна робота апаратів забезпечується обмеженням значення і тривалості підвищення напруги або струму в таких межах, при яких ще гарантується нормальна робота електричних установок за рахунок запасу міцності.

У режимі КЗ надійна робота апаратів забезпечується відповідністю обраних параметрів пристроїв за умовами термічної і електричної стійкості.

Струм в лінії живлення ПЛЕП в нормальному режимі  $I_{Л.НР} = 47,576$  А, а післяаварійному режимі  $I_{Л.ПАР} = 95,152$  А.

Попередньо обираємо вимикач МКП-110Б-630-20У1.

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (\tau + T_a) = 4,341^2 \cdot (0,1 + 3 \cdot 0,3 + 0,05 + 0,006) = 19,9 \frac{A^2}{c}$$

Таблиця 6.2 – Дані для вибору високовольтного вимикача

Розрахунковий параметр кола	Каталожні дані апарату	Умови вибору і перевірки
$U_{вст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{вст}$
$I_{роб.макс} = 95,152$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$
$I_{ПО} = 4,341$ кА	$I_{відкл} = 20$ кА	$I_{відкл} \geq I_{ПО}$
$i_{уд} = 7,574$ кА	$i_{макс.дин} = 80$ кА	$i_{макс.дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 267,64$ А <sup>2</sup> /с	$I_T / t_T = 20$ кА / 3 с	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
	$t_{осіб.відкл} = 0,05$ с	

Вимикач за умовами перевірки проходить. Приймаємо його до установки.

Вибір і перевірка роз'єднувачів на стороні ВН.

Таблиця 6.3 – Дані для вибору роз'єднувача.

Розрахунковий параметр кола	Каталожні дані апарату	Умови вибору і перевірки
$U_{вст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{роб.макс} = 128,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$
$i_{уд} = 24,7 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 267,64 \text{ А}^2/\text{с}$	$I_T / t_T = 20 \text{ кА} / 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Намічаємо роз'єднувач РНД-110 / 1000У1 [7].

Роз'єднувач проходить за умовами перевірки. Приймаємо його до установки.

Вибір і перевірка вимикачів на стороні 10 кВ

Струм в післяаварійному режимі:

$$I_{П.АР} = \frac{S_{PЗ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{МЕР}} = \frac{18128,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 861,67 \text{ А}$$

Намічаємо вакуумний вимикач ВВЕ 10-20/1600У3.

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (\tau + T_a) = 4,68^2 \cdot (0,1 + 2 \cdot 0,3 + 0,05 + 0,3) = 23 \frac{\text{А}^2}{\text{с}}$$

Таблиця 6.4 – Дані для вибору вимикача на стороні 10 кВ.

Розрахунковий параметр кола	Каталожні дані апарату	Умови вибору і перевірки
$U_{вст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $U_{макс} = 12 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{вст}$
$I_{роб.макс} = 523,333 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$
$I_{ПО} = 4,115 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{відкл} \geq I_{ПО}$
$i_{уд} = 7,181 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 23 \text{ А}^2/\text{с}$	$I_T / t_T = 20 \text{ кА} / 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
	$t_{осіб.відкл} = 0,05 \text{ с}$	

Вимикач за умовами перевірки проходить. Приймаємо його до установки.

Для установки на ГПП (РП НН) приймаємо КРП 6-10 кВ, серії К-104 М (С1) [7]. Комплектні розподільчі пристрої внутрішньої установки двостороннього обслуговування, призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 і 60 Гц. Можливе виготовлення за нетиповим схемами. Технічні дані КРП представлені в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Технічні дані КРП

Параметри	Значення
Номинальна напруга (лінійна),кВ	6; 10
Максимальна робоча напруга, кВ	7,2; 12
Номинальний струм головних кіл, А	400; 630; 800;1000; 1250; 1600
Номинальний струм збірних шин, А	1600; 2000; 3150
Номинальний струм відключення вимикачів, кА	16; 20; 31,5; 40; 50
Струм термічної стійкості (3 с – для головних кіл; 1 с – для заземлюючих ножів), кА	20; 31,5; 40
Номинальний струм електродинамічної стійкості головних кіл, кА	40; 50; 80; 128
Номинальний струм плавких вставок, А	80 – при $U_n = 6$ кВ; 20 – при $U_n = 10$ кВ
Номинальна потужність вбудованих трансформаторів СН, кВА	40
Струм холостого ходу, що відключається роз'ємними контактними з'єднаннями, А	0,6 – при $U_n = 6$ кВ; 0,4 – при $U_n = 10$ кВ
Номинальна напруга допоміжних кіл, В	220; 110 – для постійного струму; 220 – для змінного струму
Ступінь захисту по ГОСТ 14254-96	IP-20 при закритих дверях шафи; IP-00 при відкритих дверях; IP-40 для шаф з елегазовими вимикачами; IP-21; IP-41 - за спецзамовленням
Рівень ізоляції по ГОСТ 1516.1-76	нормальний

Продовження таблиці 6.5

Вид ізоляції	повітряний
Наявність ізоляції струмоведучих частин	з неізольованими шинами
Вид управління	Місцевий, дистанційний

Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму складається: з вибору типу, зіставленого очікуваного і номінального навантаження, перевірки на термічну і електродинамічну стійкість. Тип ТС визначається номінальним робочим струмом приєднання, номінальною напругою установки, вимогами щодо точності вимірювання.

Передбачається встановити ТС з номінальним тривалим струмом 2000 А і класом точності вторинної обмотки 0,5 і 10Р (0,5 - для підключення вимірювальних приладів, 10Р - для релейного захисту) внутрішньої установки. Марка ТС ТШЛ-10.

Таблиця 6.6 – Дані для вибору трансформаторів струму

Розрахунковий параметр кола.	Каталожні дані апарату	Умови вибору і перевірки
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{роб.макс} = 523,33 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$
$I_{ПО} = 4,115 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 46 \text{ кА}$	$I_{відкл} \geq I_{ПО}$
$i_{уд} = 7,181 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} = 70 \text{ кА}$	$i_{макс.дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 23 \text{ А}^2/\text{с}$	$I_T / t_T = 40 \text{ кА} / 3 \text{ с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
$Z_2 = 0,405 \text{ Ом}$	$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Перевірку на динамічну стійкість не робимо, тому що це - шинний ТС. ТС включені в мережу за схемою «неповної зірки» на різницю струму двох фаз (рисунк 7.1).

Щоб ТС не вийшов за задані межі класу точності, необхідне виконання умови:

$$Z_{2ном} \geq Z_2$$

де  $Z_{2ном}$  – допустиме навантаження ТС в обраному класі точності;  
 $Z_2$  – розрахункове вторинне навантаження ТС.

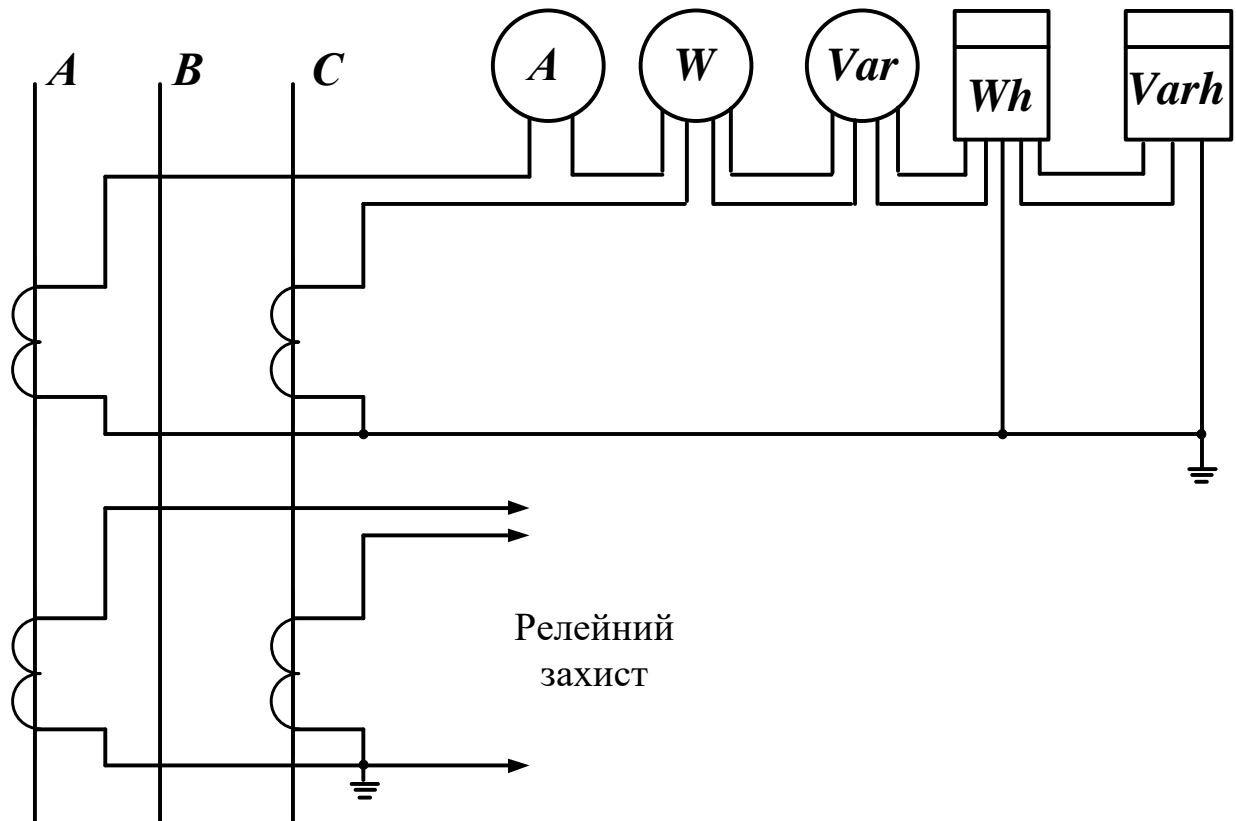


Рисунок 6.1 – Схема включення приладів до ТС

$$Z_2 = R_2 = R_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}$$

де  $R_{\text{прил}}$  – сумарний опір приладів;

$R_{\text{пр}}$  – опір сполучних проводів;

$R_{\text{к}}$  – опір контактів.

Для визначення опору приладів, що живляться від ТС, необхідно скласти таблицю - перелік приладів, що встановлюються в даному приєднанні.

Таблиця 6.7 – Перелік електровимірювальних приладів

Найменування приладу	Кількість	$S_{\text{пр.А}}$ , ВА	$S_{\text{пр.С}}$ , ВА
1	2	3	4
Амперметр Э-365	1	0,1	–
Ватметр Д-335	1	0,5	0,5
Варметр Д-335	1	0,5	0,5

Продовження таблиці 6.7

1	2	3	4
Лічильник активної потужності СА4У	1	2,5	2,5
Лічильник реактивної потужності СР4У	1	2,5	2,5
Всього		6,1	

Сумарний опір приладів розраховується за сумарною потужністю:

$$R_{\text{ПРИЛ}} = \frac{S_2}{I_{2\text{НОМ}}^2} = \frac{6,1}{5^2} = 0,244 \text{ Ом}$$

Опір з'єднувальних проводів визначаємо по площі перетину і довжиною проводів (при установці приладів в шафах КРП1 = 5 м, тому що схема з'єднання - «неповна зірка», то  $L_p = \sqrt{3} \cdot L$ ):

$$R_{\text{пр}} = \frac{L_p \cdot \rho_m}{F_{\text{пр}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 17,5}{2,5} = 60,62 \text{ мОм}$$

Опір контактів  $R_k = 0,1$  Ом (оскільки приладів більше 3), тоді:

$$Z_2 = R_2 = 0,244 + 0,061 + 0,1 = 0,405 \text{ Ом}$$

ТС за умовами перевірки проходить.

### Вибір і перевірка трансформаторів напруги

Трансформатор напруги на ГПП (РП НН) вибираємо по конструкції, схемою з'єднання і за умовами вибору:

– напруги

$$U_{\text{с.НОМ}} = U_{\text{IНОМ}},$$

де  $U_{\text{с.НОМ}}$  – номінальна напруга мережі, до якої приєднується ТН;

$U_{\text{IНОМ}}$  – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора;

– класу точності;

$$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{розр}},$$

де  $S_{2\text{НОМ}}$  – номінальна потужність вторинного кола ТН, що забезпечує його роботу в заданому класі точності;

$S_{2\text{розр}}$  – розрахункова потужність, споживана вторинним колом.

Схема підключення вимірювальних приладів показана на рисунку 6.2.

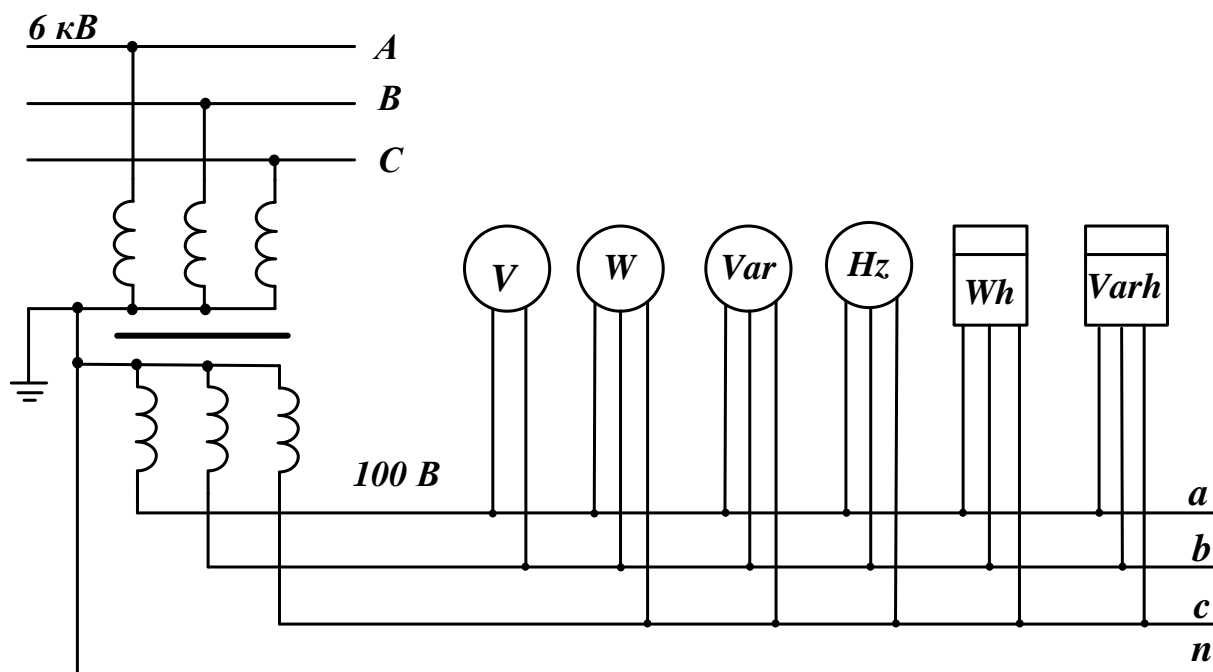


Рисунок 6.2 - Схема підключення вимірювальних приладів до ТН

Схема з'єднання обмоток трансформатора і котушок приладів різні. Тому ТН перевіряється на точність вимірювання наближено, порівнюючи сумарне трифазне навантаження від всіх вимірювальних приладів з трифазною номінальною потужністю трансформатора в класі точності 0,5.

Сумарна потужність приладів і розрахункові величини наведені в таблиці 6.8.

Таблиця 6.8 – Сумарна потужність приладів і розрахункові величини

Найменування приладу	Кількість	$S_{\text{пр}}, \text{ВА}$	$S_{\Sigma\text{пр}}, \text{ВА}$
Вольтметр Э-365	1	2,0	2,0
Ватметр Д-335	1	1,5	1,5
Варметр Д-335	1	1,5	1,5
Частотомір Д-337	1	3	3
Лічильник активної потужності СА4У	9	2,5	22,5
Лічильник реактивної потужності СР4У	9	2,5	22,5
Всього			53,0

$U_{с.ном} = U_{1ном} = 6$  кВ; клас точності 1;

$$S_{2ном} = 200 \text{ ВА} > S_{2розр} = 53 \text{ ВА}.$$

Таким чином, ТН підібраний правильно.

Перевірка кабельних ліній на термічну стійкість до струмів КЗ

Мінімальний перетин провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при КЗ, тобто такий перетин, який при заданому струмі КЗ обумовлює нагрів провідника до короткочасно допустимої температури. Мінімально допустимий перетин визначається за формулою:

$$F_{\text{min.доп}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{П}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C};$$

де  $C$  - теплова функція (для кабелів 6 кВ з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією  $C = 88 \text{ А}\cdot\text{с}^2/\text{мм}^2$ ).

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (\tau + T_a) = 1,667^2 \cdot (0,1 + 2 \cdot 0,3 + 0,05 + 0,3) = 2,918 \frac{\text{А}^2}{\text{с}}$$

$$F_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{2918}}{88} \cdot 10^3 \approx 19,412 \text{ мм}^2$$

					МП.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		77



## 7 Релейний захист

В електричних мережах промислових підприємств можливе виникнення пошкоджень, які порушують нормальну роботу електроустановок. Найбільш поширеними і небезпечними видами пошкоджень є короткі замикання, до ненормальних режимів відносяться перевантаження. Пошкодження і ненормальні режими можуть привести до аварії всієї СЕП або її частини, що супроводжується невідпуском електроенергії або руйнуванням основного електрообладнання.

Запобігти виникненню аварій можна шляхом швидкого відключення пошкодженого елемента або ділянки мережі. Для цієї мети електричні установки забезпечують автоматично діючими пристроями релейного захисту (РЗ), що є одним з видів післяаварійної автоматики. РЗ може бути призначений для сигналізації про порушення в мережах. При пошкодженні в колі РЗ виявляє пошкоджену ділянку і відключає його, впливаючи на комутаційні апарати. При ненормальних режимах (нетривалі перевантаження, замикання фази на землю в мережах з ізольованою нейтраллю, зниження рівня масла в розширювачі трансформатора і т.д.), РЗ діє на сигнал. На підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу ті ж захисти діють на відключення, але обов'язково з витримкою часу [12].

Основними вимогами до РЗ є:

- швидкодія;
- селективність;
- чутливість;
- надійність.

Для трансформаторів ПП передбачаються пристрої РЗ від багатofазних КЗ в обмотках і на виводах, приєднаних до мереж з глухозаземленою нейтраллю, виткових замикань в обмотках, струмів в обмотках, струмів в обмотці при зовнішніх КЗ і перевантаженнях, зниження рівня масла в трансформаторах.

					МР.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				“ Релейний захист ”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	78	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

Газовий захист реагує на утворення газів, які супроводжують пошкодження всередині кожуха трансформатора, в відсіку перемикача відпайок пристрою РПН, при надмірному зниженні рівня масла.

В якості реле захисту використовується газове реле. При наявності двох контактів газового реле захист діє на сигнал або відключення. Передбачена можливість переводу дії відключаючого контакту газового реле на сигнал і виконання роздільної сигналізації від сигнального або відключаючого контактів реле.

Газовий захист встановлюється на трансформатори ПП і на внутрішньоцехові трансформатори потужністю 630 кВ і більше.

Застосовується реле типу РГУЗ - 66. Характер пошкодження встановлюють за кольором газу.

Подовжній диференційний захист діє без витримки часу на відключення пошкодженого трансформатора від неушкодженої частини енергосистеми за допомогою вимикачів. Подовжній захист здійснюється за допомогою реле струму, що володіє поліпшеною відбудовою від кидків струму намагнічування, перехідних і сталих струмів небалансу. Диференційний захист трансформатора з реле ДЗТ - 11 або РНТ-565 виконується так, щоб при внутрішніх пошкодженнях трансформатора гальмування було мінімальним або зовсім відсутнє. Тому гальмівна обмотка реле зазвичай підключається до трансформаторів струму.

Розрахувати параметри спрацьовування подовжнього диференційного захисту (ДЗТ) на основі реле РНТ-565 і ДЗТ-11, максимального струмового захисту (МСЗ) трансформатора Т1, струмового відсічення без витримки часу (МСО), комбінованого струмового відсічення (СВ) і максимального струмового захисту повітряної лінії (ПЛ) W1 для схеми електропостачання ПП підприємства (рисунок 7.1).

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		79

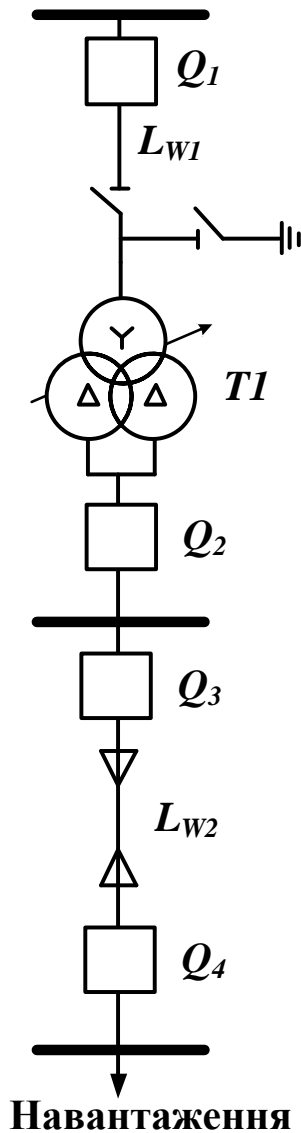


Рисунок 7.1 - Схема електропостачання ППЕ

Розрахувати параметри спрацьовування поздовжнього диференційного захисту (реле РНТ - 565 і ДЗТ - 11), максимального струмового захисту трансформатора  $T_1$ , струмового відсічення без витримки часу і максимального струмового захисту повітряної лінії  $W_1$  для схеми електропостачання ЦПП промислового підприємства.

Початкові дані:

Трансформатор  $T_1$ : ТДН-16000/110;  $U_{к\%min} = 9,8 \%$ ;  $U_{к\%макс} = 11,71 \%$ ;

Система:  $S_{GH} = 1100$  МВА;  $X_{*Gмакс} = 1,0$ ;  $X_{*min} = 1,3$ ;

Повітряна лінія:  $W_1 = 5$  км;  $r_{01} = 0,428$  Ом/км;  $x_{01} = 0,444$  Ом/км;

Кабельні лінії:  $W_2 = 1 \times 0,92$  км;  $r_{02} = 1,15$  Ом/км;  $x_{02} = 0,102$  Ом/км;

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			80

Час спрацьовування захисту  $W_2$ :  $t_{сзW_2} = 1$  с;

Навантаження:  $S_{\text{наб.}} = 0,103 S_{\text{ТІН}}$ ;  $X_{\text{наб.}}^* = 0,35$

### 7.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ представлена на рисунку 7.2.

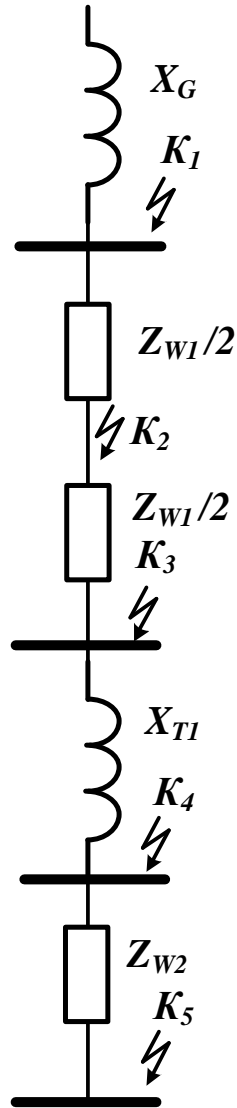


Рисунок 7.2 - Схема заміщення СЕС

Розрахунок параметрів схеми заміщення.

Базисна напруга:

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{сеп.ВН}} = 115 \text{ кВ}$$

Опори системи в максимальному і мінімальному режимах:

$$X_{G_{\max}} = \frac{X_{G_{\max}} \cdot U_B^2}{S_{GH}} = \frac{1 \cdot 115^2}{1100} = 12,023 \text{ Ом}$$

$$X_{G_{\min}} = \frac{X_{G_{\min}} \cdot U_B^2}{S_{GH}} = \frac{1,3 \cdot 115^2}{1100} = 15,63 \text{ Ом}$$

Опори ПЛ W<sub>1</sub>:

$$r_{W1} = r_{01} \cdot l = 0,428 \cdot 5 = 2,14 \text{ Ом}$$

$$x_{W1} = x_{01} \cdot l = 0,444 \cdot 5 = 2,22 \text{ Ом}$$

Опори трансформатора T<sub>1</sub>:

$$X_{T1} = \frac{U_{\kappa\%} \cdot U_B^2}{100 \cdot S_{T1H}}$$

$$X_{T1\min} = \frac{U_{\kappa\% \min} \cdot U_{\min BH}^2}{100 \cdot S_{T1H}} = \frac{U_{\kappa\% \min} \cdot [U_B (1 - \Delta U_{*P1H})]^2}{100 \cdot S_{T1H}} = \frac{9,8 \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 16} = 57,155 \text{ Ом}$$

$$X_{T1\max} = \frac{U_{\kappa\% \max} \cdot U_{\max BH}^2}{100 \cdot S_{T1H}} = \frac{U_{\kappa\% \max} \cdot [U_B \cdot (1 + \Delta U_{*P1H})]^2}{100 \cdot S_{T1H}} = \frac{11,71 \cdot [115 \cdot (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 16} = 116,19 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{*P1H} = \frac{\Delta U_{P1H\%}}{100} = \frac{16}{100} = 0,16$$

Т.к.  $U_{\max BH} = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ} > U_{\max, \text{доп}}$ , то приймаємо  $U_{\max BH} = U_{\max, \text{доп}} = 126 \text{ кВ}$  (для сетей  $U_H = 110 \text{ кВ} - U_{\max, \text{доп}} = 126 \text{ кВ}$ ).

Опори КЛ W<sub>2</sub>:

$$r_{W2} = \frac{r_{02} \cdot L_{W2}}{n} \cdot \left( \frac{U_B}{U_{CH}} \right)^2 = \frac{1,15 \cdot 0,92}{1} \cdot \left( \frac{115}{6,6} \right)^2 = 321,2 \text{ Ом}$$

$$x_{W2} = \frac{x_{02} \cdot L_{W2}}{n} \cdot \left( \frac{U_B}{U_{CH}} \right)^2 = \frac{0,102 \cdot 0,92}{1} \cdot \left( \frac{115}{6,6} \right)^2 = 28,49 \text{ Ом}$$

## 7.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Обчислення максимально можливого струму  $I_{K4, \max}^{(3)}$  проводиться при найменшому опорі системи в максимальному її режимі ( $X_{G_{\max}}$  віднесений до середньої напруги мережі ВН) і  $X_{T1\min}$ .

											Арк
											82
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.001.ПЗ						

Для практичних розрахунків струмів КЗ за знижувальним трансформатором можна скористатися методом накладення аварійних струмів на струми навантаження трансформатора в передаварійному режимі. В основу методу покладено припущення про сталість номінальної напруги на стороні НН або СН трансформатора яка забезпечується автоматикою РПН [12].

З метою спрощення практичних розрахунків визначення  $I_{K_{4,макс}}^{(3)}$  можна виконувати за виразом:

Точка К<sub>1</sub>

Струм при трифазному металевому КЗ в максимальному і мінімальному режимах роботи СЕП:

$$I_{K_{1,макс}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{Gмакс}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 12,023} = 5,52 \text{ кА}$$

$$I_{K_{1,мін}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot X_{Gмін}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,63} = 4,25 \text{ кА}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ:

$$I_{K_{1,мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_{1,мін}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,248 = 3,68 \text{ кА}$$

Точка К<sub>2</sub>

Струм при трифазному металевому КЗ в максимальному і мінімальному режимах роботи СЕП:

$$I_{K_{2,макс}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(\frac{r_{W1}}{2}\right)^2 + \left(X_{Gмакс} + \frac{x_{W1}}{2}\right)^2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(\frac{2,14}{2}\right)^2 + \left(12,023 + \frac{2,22}{2}\right)^2}} = 5,04 \text{ кА}$$

$$I_{K_{2,мін}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(\frac{r_{W1}}{2}\right)^2 + \left(X_{Gмін} + \frac{x_{W1}}{2}\right)^2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(\frac{2,14}{2}\right)^2 + \left(15,63 + \frac{2,22}{2}\right)^2}} = 3,96 \text{ кА}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ:

$$I_{K_{2,мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_{2,мін}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,958 = 3,43 \text{ кА}$$

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			83

### Точка К<sub>3</sub>

Струм при трифазному металевому КЗ в максимальному і мінімальному режимах роботи СЭП:

$$I_{K_3 \text{ макс}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{W1}^2 + (X_{G \text{ макс}} + x_{W1})^2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + (12,023 + 2,22)^2}} = 4,61 \text{ кА}$$

$$I_{K_3 \text{ мин}}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{W1}^2 + (X_{G \text{ мин}} + x_{W1})^2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + (15,63 + 2,22)^2}} = 3,693 \text{ кА}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ:

$$I_{K_3 \text{ мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_3 \text{ мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,693 = 3,2 \text{ кА}$$

### Точка К<sub>4</sub>

Обчислення максимально можливого струму КЗ ( $I_{K_4 \text{ макс}}^{(3)}$ ) проводимо при найменшому опорі СЭП в максимальному режимі роботи ( $X_{G \text{ макс}}$ ) і мінімальному опорі трансформатора ( $X_{T1 \text{ мин}}$ ). У розрахунках струмів КЗ за знижувальним трансформатором користуємося методом накладення аварійних струмів на струми навантаження трансформатора в передаварійному режимі. В основу методу покладено припущення про сталість номінальної напруги ( $U_{\text{ном}}$ ) на сторонах СН і НН трансформатора, яка забезпечується автоматикою РПН.

Максимальний струм трифазного КЗ приведений до ВН:

$$I_{K_4 \text{ макс.В}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{W1}^2 + (X_{G \text{ макс}} + x_{W1} + x_{T1 \text{ мин}})^2}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + (12,023 + 2,22 + 57,155)^2}} = 0,89 \text{ кА}$$

Максимальний струм трифазного КЗ приведений до НН:

$$I_{K_4 \text{ макс.Н}}^{(3)} = I_{K_4 \text{ макс.В}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{СЭП.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{* \text{ РПН}})}{U_{\text{СЭП.НН}}} = 0,889 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{6,6} = 13,012 \text{ кА}$$

									Арк
									84
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	МР.5.8.141.001.ПЗ				

Приведення ( $I_{K_4, макс. B}^{(3)}$ ) до нерегульованої сторони НН проводимо не по середньому коефіцієнту трансформації, а за мінімальним, відповідним тому ж крайньому положенню РПН, при якому обчислюється цей струм.

Обчислення мінімального струму КЗ ( $I_{K_4, мин. B}^{(3)}$ ) проводимо за найбільшим опором СЕП в мінімальному режимі її роботи ( $X_{Gmin}$ ) і найбільшим опором трансформатора ( $X_{T1 макс}$ ).

$$I_{K_4, мин B}^{(3)} = \frac{U_{макс. доп}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{W1}^2 + (X_{Gmin} + x_{W1} + x_{T1 макс})^2}} =$$

$$= \frac{126}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + (15,63 + 2,22 + 116,19)^2}} = 0,543 \text{ кА}$$

$$I_{K_4, мин H}^{(3)} = I_{K_4, мин B}^{(3)} \cdot \frac{U_B \cdot (1 + \Delta U_{*РПН})}{U_{CH}} = 0,543 \cdot \frac{115 \cdot (1 + 0,16)}{6,6} = 20,76 \text{ кА}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ:

$$I_{K_4, мин B}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_4, мин B}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,543 = 0,47 \text{ кА}$$

$$I_{K_4, мин H}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K_4, мин H}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 20,755 = 17,98 \text{ кА}$$

Точка К<sub>5</sub>

Максимальний і мінімальний струм трифазного КЗ:

$$I_{K_5, макс. B}^{(3)} = \frac{U_{НОМ. B}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{W1} + r_{W2})^2 + (X_{G макс} + x_{W1} + x_{T1 мин} + x_{W2})^2}} =$$

$$= \frac{110}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,14 + 321,213)^2 + (12,023 + 2,22 + 57,155 + 28,49)^2}} = 0,19 \text{ кА}$$

$$I_{K_5, макс. H}^{(3)} = I_{K_5, макс. B}^{(3)} \cdot \frac{U_{СЕР. B} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{СЕР. H}} = 0,188 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{6,6} = 2,75 \text{ кА}$$





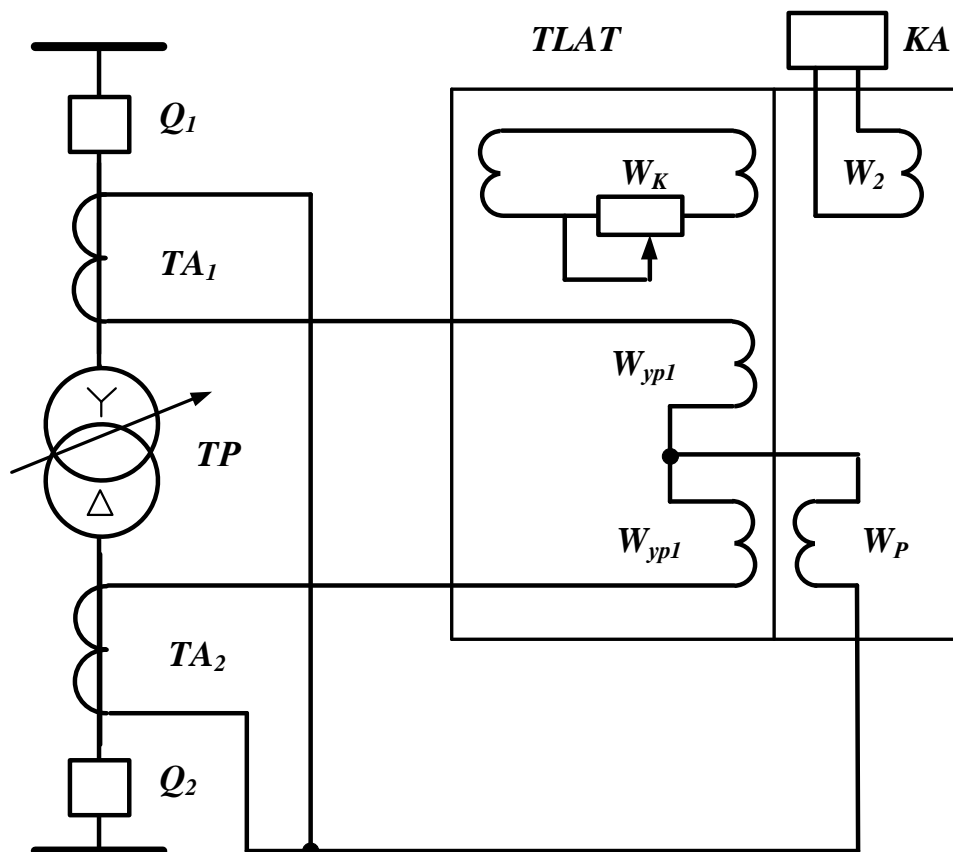


Рисунок 7.3 - Спрощена схема диференційного захисту двообмоткового трансформатора на реле з НТТ серії РНТ -565

Серия РНТ-565:

TLAT – насичуючийся ТС – погано трансформує у вторинну обмотку аперіодичні складові кидків намагнічуючих струмів, перехідних струмів небалансу;

$w_p$  ( $w_d$ ) – робоча (диференційна) обмотка, включена на різницю вторинних струмів;

$w_{yp1}$ ;  $w_{yp2}$  – зрівнювальні обмотки для зрівнювання вторинних струмів;

$w_k$  – короткозамкнута обмотка (підвищує відбудову реле від струмів небалансу і кидків намагнічуючих струмів).

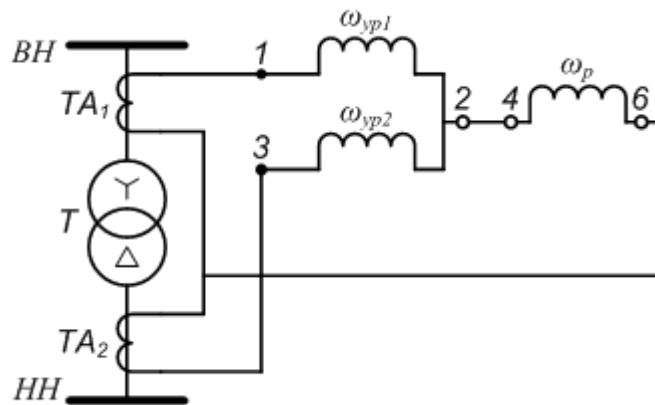


Рисунок 7.4- Схема включення первинної обмотки НТТ реле РНТ-565 для захисту двообмоткового трансформатора

У цьому випадку досить використовувати тільки зрівняльні обмотки: затискачі 2 і 6 реле з'єднуються, а перемичка 2-4 розмикається, тобто  $w_p$  залишається розімкненою.

Первинні і вторинні струми на сторонах ВН і НН трансформатора, відповідні його номінальній потужності, представлені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 - Первинні і вторинні струми на сторонах ВН і НН трансформатора

Найменування величини	Позначення і метод опр.	Числові значення	
		ВН	НН
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, відповідний його номінальній потужності (А).	$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{н.сер.}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \approx 80,32$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} \approx 1399,83$
Схема з'єднання ТС (коефіцієнт схеми $K_{cx}$ ).	-	$\Delta(\sqrt{3})$	Y(1)
Коефіцієнт трансформації ТС.	$K_1 = \frac{K_{cx} \cdot I_n}{5}$	$K_1 = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,32}{5} \approx 27,82$ приймаємо (30)	$K_1 = \frac{1399,83}{5} \approx 279,9$ приймаємо (300)
Вторинний струм в плечах захисту (А).	$I_{н2} = \frac{I_n \cdot K_{cx}}{K_1}$	$I_{н2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 80,32}{30} \approx 4,64$	$I_{н2} = \frac{1399,83}{300} \approx 4,67$

Максимальний первинний струм, що проходить через трансформатор при КЗ між трьома фазами на шинах НН (в точці  $K_4$ ):

$$I_{\max.K_4}^{(3)} = 13,012 \text{ кА}$$

Первинний струм небалансу без урахування складової  $I_{\text{НБ}}'''$ , тому що поки невідомо, наскільки точно буде підбрано число витків зрівняльних обмоток:

$$I_{\text{НБ розр}} = I'_{\text{НБ розр}} + I''_{\text{НБ розр}}$$

де  $I'_{\text{НБ розр}}$  – складова, що обумовлюється похибкою ТС;

$I''_{\text{НБ розр}}$  – складова, що обумовлюється регулюванням напруги трансформатора, що захищається.

$$I'_{\text{НБ розр}} = K_a \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\max.K_4}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 13012 = 1301,2 \text{ А}$$

де  $K_a$  – коефіцієнт аперіодичності, що враховує перехідний режим;

$K_{\text{одн.}}$  – коефіцієнт однотипності;

$\varepsilon$  – відносне значення струму намагнічування, рівне повній похибці ТС.

$$I''_{\text{НБ розр}} = \Delta U_* \cdot I_{\max.K_4}^{(3)} = 0,16 \cdot 13012 = 2081,92 \text{ А}$$

$$I_{\text{НБ розр}} = I'_{\text{НБ розр}} + I''_{\text{НБ розр}} = 1301,2 + 2081,92 = 3383,12 \text{ А}$$

Попередній ( $I_{\text{НБ}}'''$ ) струм спрацьовування захисту за двома розрахунковими умовами:

1) за умовою налагодження від струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} \geq K_o \cdot I_{\text{НБ розр}} = 1,3 \cdot 3383,12 = 4398,056 \text{ А}$$

де  $K_o = 1,3$  – коефіцієнт відбудови, який враховує похибки реле і необхідний запас;

2) за умовою відбудови від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{сз}} \geq K_o \cdot I_{\text{НТ}} = 1,3 \cdot 1399,83 = 1819,8 \text{ А}$$

де  $K_o = 1,3$  – коефіцієнт відбудови захисту від кидків струму намагнічування, що приймається за умови, що надійність відбудови уточнюється при першому (5-кратному) включенні трансформатора під напругу;

$I_{\text{НТ}}$  – номінальний струм трансформатора.

До подальшого розрахунку приймаємо більший струм спрацьовування захисту:  $I_{\text{сз}} = 4398,056 \text{ А}$

Попередня перевірка чутливості захисту при пошкодженнях в зоні її дії.

Поздовжня ДЗТ на вимогу ПУЕ повинна мати коефіцієнт чутливості близько 2,0. Допускається зниження коефіцієнта чутливості до значення близько 1,5 в тих випадках, коли забезпечення коефіцієнта чутливості близько 2,0 пов'язане зі значним ускладненням захисту або технічно недосяжне.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min.}K_4}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{17974}{4398,056} = 4,086 > 1,5$$

Так як  $K_{\text{ч}}$  вийшов більшим мінімально допустимого запланованого ПУЕ значення, то розрахунок продовжуємо.

Число витків обмоток реле з урахуванням того, що на комутаторі реле РНТ-565 можна підібрати практично будь-яке ціле число витків як робочої, так і зрівняльної обмоток. Розрахунок починаємо з вибору числа витків для сторони 6 кВ трансформатора, що захищається.

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{14,66} = 6,82 \text{ витків}$$

де  $F_{\text{ср}} = 100 \text{ А}$  – магніторухійна сила спрацьовування реле;

$I_{\text{ср.осн}}$  – струм спрацьовування реле, віднесений до основної сторони, який визначається приведенням первинного струму спрацьовування захисту до вторинних кіл ТС основної сторони.

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{4398,056 \cdot 1}{300} = 14,66 \text{ А}$$

В якості  $w_{\text{осн}}$  попередньо приймаємо найближчим менше ціле число витків –  $w_{\text{осн}} = 6$  витків

Число витків  $w_{1\text{розр}}$  обмотки НТТ реле для неосновної сторони захищається трансформатора, що захищається:

$$w_{1\text{розр}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{осн.В}}}{I_{1\text{В}}} = 6 \cdot \frac{4,67}{4,64} = 6,04 \text{ витків}$$

де  $I_{\text{осн.В}}$  і  $I_{1\text{В}}$  – вторинні струми в плечах захисту для основної і не основної сторони, відповідні номінальній потужності трансформатора.

Попередньо приймаємо найближче ціле число витків:

$$w_1 = w_{2yp} = 6 \text{ витків,}$$

Струм небалансу з урахуванням складової  $I_{НБ}'''$ :

$$I_{НБ \text{ розр}}''' = \left| \frac{\omega_{1 \text{ розр}} - \omega_1}{\omega_{1 \text{ розр}}} \right| \cdot I_{\text{max.K}_4}^{(3)} = \left| \frac{6,04 - 6}{6,04} \right| \cdot 13760 \approx 91,13 \text{ A}$$

$$I_{НБ} = I_{НБ \text{ розр}} + I_{НБ \text{ розр}}''' = 3383,12 + 91,13 = 3474,25 \text{ A}$$

Струм спрацьовування захисту на основній стороні:

$$I_{сз} = \frac{F_{ср} \cdot K_{1осн}}{w_{осн} \cdot K_{сх.осн}} = \frac{100 \cdot 300}{6 \cdot 1} = 5000 \text{ A}$$

Остаточне значення коефіцієнта відбудови захисту:

$$K_o = \frac{I_{сз}}{I_{НБ}} = \frac{5000}{3474,25} = 1,44 > 1,3$$

умова виконується.

Коефіцієнт чутливості для струму спрацьовування захисту, відповідного остаточно прийнятому: <

$$K_q = \frac{I_{\text{min.K}_4 \text{ НН}}^{(2)}}{I_{сз}} < 2$$

$$K_q = \frac{470}{5000} = 0,094 < 2$$

Оскільки коефіцієнт чутливості не задовольняє вимогам ПУЕ ( $K_q \geq 2$ ), то застосовуємо схему захисту на основі реле ДЗТ-11.

#### **7.4 Розрахунок параметрів спрацьовування диференційного струмового захисту трансформатора на основі реле ДЗТ-11**

Для підвищення чутливості поздовжніх ДЗТ широко використовується принцип гальмування наскрізним струмом.

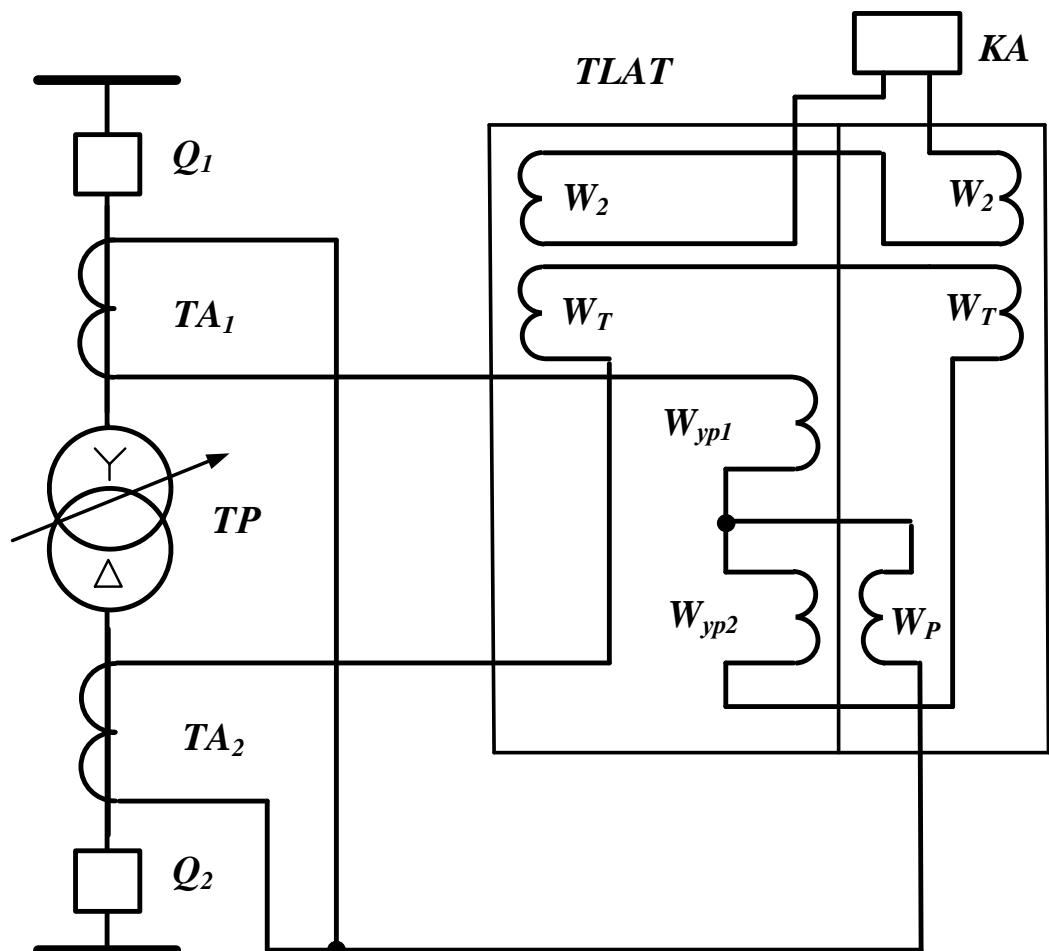


Рисунок 7.5 - Спрощена схема диференційного захисту двообмоткового трансформатора на реле серії ДЗТ-11

На трьохстержневому магнітопроводі НТТ є додаткова гальмівна обмотка  $W_T$ , розташована на тих же крайніх стрижнях, що і вторинна обмотка  $w_2$ .

Тормозна обмотка  $w_T$  включена в одне з плечей захисту (на понижуючих трансформаторах включена зі сторони, протилежної живильній, тобто на стороні НН і СН) і при зовнішніх КЗ по ній проходить вторинний струм КЗ. Ця обмотка здійснює «магнітне» гальмування, тобто автоматичне збільшення струму спрацьовування захисту (загрублення) у міру збільшення гальмівного струму  $I_T$ , рівного вторинному струму КЗ. Загрублення реле викликається тим, що струм  $I_T$  додатково насичує магнітопровід НТТ реле ДЗТ, при цьому погіршується трансформація первинного струму НТТ в його вторинну обмотку  $w_2$  і, отже, зменшується струм в КА.

Первинні струми для всіх сторін трансформатора, що захищається, відповідні його номінальній потужності. За цими струмами визначаємо відповідні

вторинні струми в плечах захисту, виходячи з коефіцієнта трансформації ТС  $K_1$  і коефіцієнта схеми  $K_{cx}$ .

Максимальний первинний струм, що проходить через трансформатор при трифазному КЗ на шинах НН в точці  $K_4$ :

$$I_{\text{макс.}K_4}^{(3)} = 13,0 \text{ кА}$$

Гальмівна обмотка підключається до сторони протилежної живильній, тобто до сторони НН.

Струм спрацьовування захисту по умові налагодження від кидка струму намагнічування при включенні ненавантаженого трансформатора:

$$I_{cз} \geq K_o \cdot I_{HT} = 1,5 \cdot 1400 = 2100 \text{ А}$$

де  $K_o = 1,5$  – коефіцієнт відбудови захисту від кидків струму намагнічування (більший, ніж для реле РНТ-565, тому що в ДЗТ-11 відсутня короткозамкнута обмотка НТТ).

Число витків робочої обмотки НТТ реле для основної сторони виходячи зі значення струму спрацьовування захисту:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_{1.осн}} = \frac{2100 \cdot 1}{300} = 7 \text{ А}$$

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{7} = 14,29 \text{ витків}$$

Приймаємо найближче, менше ціле число витків –  $w_{\text{осн}} = 15$  витків.

При перерахунку струм спрацьовування захистів буде дорівнювати:

$$I_{cз} = \frac{F_{\text{ср}} \cdot K_{1.осн}}{w_{\text{осн}} \cdot K_{\text{ср.осн}}} = \frac{100 \cdot 300}{15 \cdot 1} \approx 2000 \text{ А}$$

Число витків  $w_{1\text{розр}}$  обмотки НТТ реле для неосновної сторони трансформатора, що захищається:

$$w_{1\text{розр}} = w_{\text{осн}} \frac{I_{\text{осн.В}}}{I_{1В}} = 15 \cdot \frac{4,67}{4,64} = 15,1 \text{ витків}$$

Перевірка рівності магніторушійних сил в плечах захисту:

										Арк
										93
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						



$$w_{осн} \cdot I_{осн.В} \approx w_{Iрозр} \cdot I_{IB}$$

$$15 \cdot 4,67 \approx 15,09 \cdot 4,64$$

$$70,05 \approx 70,017$$

Первинний струм небалансу:

$$I_{НБ} = \left( K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_* + \left| \frac{w_{Iрозр} - w_I}{w_{Iрозр}} \right| \right) \cdot I_{max.K_4}^{(3)}$$

$$I_{НБ} = \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + \left| \frac{15,09 - 15}{15,09} \right| \right) \cdot 13012 = 3460,7 \text{ А}$$

Необхідна кількість витків гальмової обмотки:

$$w_{Т.розр} = K_o \cdot \frac{I_{НБ} \cdot w_{роб}}{I_{гальм} \cdot tg\alpha} = 1,5 \cdot \frac{3460,7 \cdot 15}{13012 \cdot 0,75} = 7,98 \text{ витків}$$

де  $I_{НБ}$  і  $I_{ГАЛЬМ}$  – відповідно первинний струм небалансу і первинний гальмовий струм при розрахунковому зовнішньому КЗ на тій стороні трансформатора, де включена гальмівна обмотка ( $I_{гальм} = I_{Kmax.осн}^{(3)}$ );

$w_{роб}$  – число витків робочої обмотки НТТ реле на стороні, до якої приєднана гальмівна обмотка; при цьому враховується прийняте число витків, якщо розглянута сторона є основною, і розрахункова кількість витків, якщо ця сторона є далеко не основною;

$K_o = 1,5$  – коефіцієнт відбудови враховує помилку реле і необхідний запас;

$tg\alpha$  – тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної, проведеної з початку координат до характеристики спрацьовування реле, що відповідає мінімальному гальмуванню (для реле ДЗТ-11 –  $tg\alpha = 0,75$ ).

На гальмівній обмотці ДЗТ-11 можуть бути встановлені наступні числа витків: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. В якості  $w_T$  приймаємо найближче більше по відношенню до  $w_{Т.розр}$  число витків:  $w_T = 9$  витків.

Чутливість захисту при металевому КЗ в захищуваній зоні, коли гальмування відсутнє. Розглядаємо КЗ між двома фазами на стороні НН трансформатора

при роздільній роботі трансформаторів у мінімальному режимі роботи СЕП. Струм проходить тільки через ТС боку ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min.К}_4}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{17974}{2099,75} = 8,56 > 2$$

Чутливість захисту задовольняє вимогам ПУЕ. Оскільки розглянуто мінімальний режим при наявності РПН, то у всіх інших режимах коефіцієнт чутливості буде більшим обчисленого.

### **7.5 Розрахунок параметрів спрацьовування захисту максимального струму трансформатора**

МСЗ спрацьовує при збільшенні струму захищеного елемента понад установленого струму спрацьовування (уставки).

Для запобігання зайвих (неселективних) спрацьовувань при зовнішніх КЗ логічна частина захисту повинна обов'язково мати орган витримки часу, що уповільнює її дію на час, необхідний для спрацювання захисту пошкодженого елемента. А для запобігання зайвих спрацьовувань при перевантаженнях вимірювальна частина захисту повинна мати струм спрацьовування (уставку) більший, ніж максимально можливий струм перевантаження.

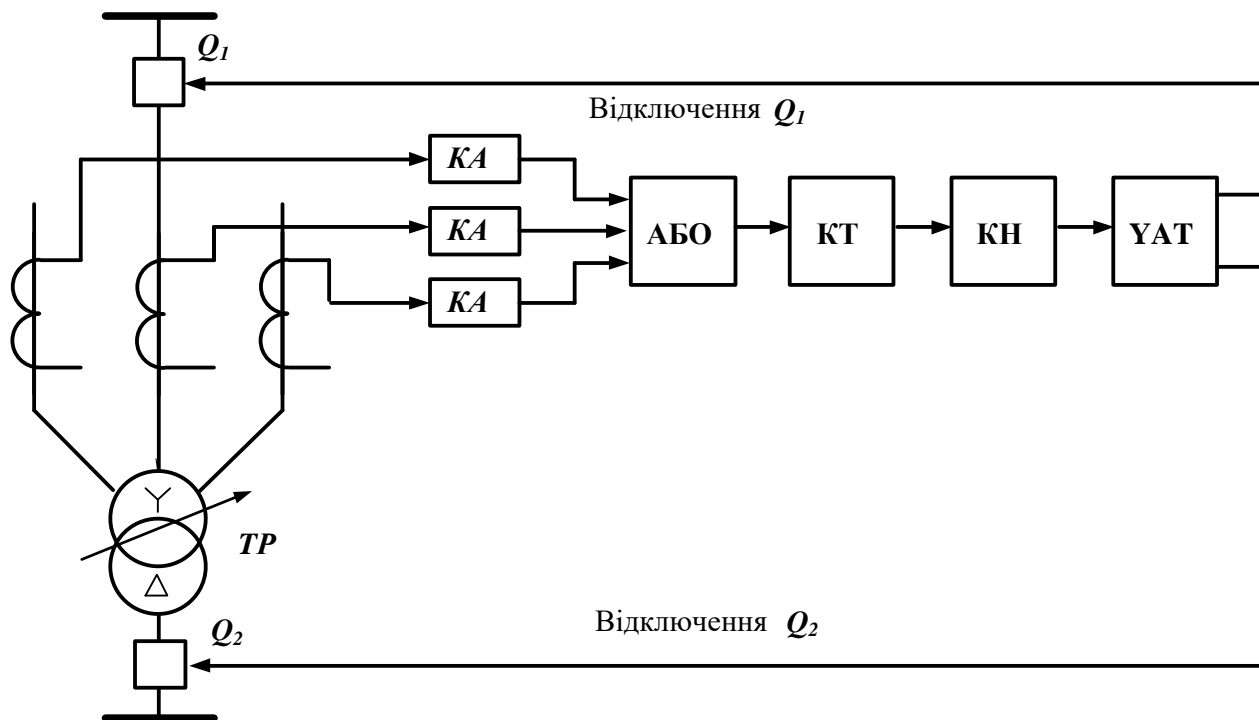


Рисунок 7.6 - Функціональна схема МСЗ

Переваги МСЗ:

- простота виконання і обслуговування;
- мала вартість.

недоліки МСЗ:

- труднощі відбудови від струмів перевантаження;
- відносно повільне відключення КЗ (до декількох секунд);
- Неможливість селективного налаштування в мережах з двостороннім живленням, а також при паралельно працюючих трансформаторах і ЛЕП.

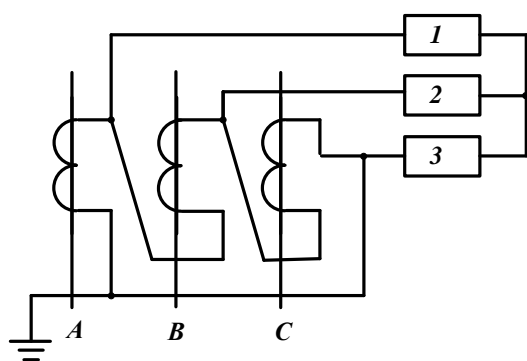
МСЗ встановлюється в обов'язковому порядку на понижуючих трансформаторах практично будь-якої потужності або в якості основного, або допоміжного (резервного) захисту (ПУЕ).

На трансформаторах потужністю менше 1 МВА МСЗ є основним захистом від струмів, обумовлених КЗ в трансформаторі, тому що на цих трансформаторах зазвичай не встановлені диференційний і газовий захист.

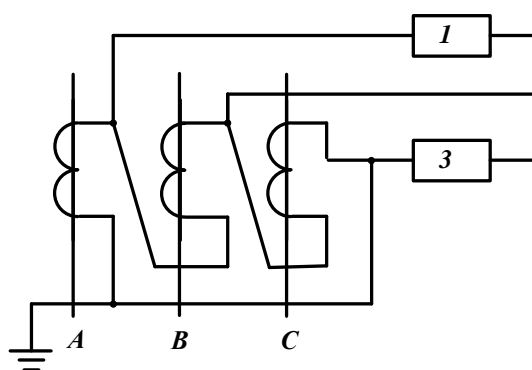
МСЗ крім того є основним захист шин НН, а також резервним захистом для елементів мережі НН.

На трансформаторах потужністю 1 МВА і більше МСЗ призначений для дії в якості основного захисту при КЗ на шинах НН і СН, і в якості резервного - при КЗ на відхідних елементах мереж НН і СН.

На понижуючих трансформаторах МСЗ завжди встановлюють зі сторони основного живлення, а на багатообмоткових трансформаторах, крім того, на сторонах НН і СН.



На триобмоткових трансформаторах



На двообмоткових трансформаторах і трансформаторах з розщепленою обмоткою

Рисунок 7.7 - Схеми включення струмових реле МСЗ

Згідно ПУЕ, коефіцієнт чутливості МСЗ трансформатора в основній зоні повинен бути не менше 1,5, в резервній зоні - 1,2.

Розрахунок параметрів спрацьовування (уставок) МСЗ.

Полягає у виборі:

- струму спрацьовування захисту (первинного);
- струму спрацьовування реле для прийнятої схеми їх включення;
- часу спрацьовування захисту з незалежною характеристикою або характеристики спрацьовування струмових реле для захисту з залежною характеристикою.

Уставки по струму МСЗ повинні забезпечувати:

- неспрацьовування захисту на відключення при післяаварійних перевантаженнях;
- узгодження дії (по струму і за часом) з захистами живильних (наступних) і відведених (попередніх) елементів;

-необхідну чутливість при всіх видах КЗ в основній і резервній зонах.

Струм спрацьовування селективної МСЗ з незалежною характеристикою, встановленої на секційному вимикачі QВ<sub>1</sub>.

Максимальний робочий струм через QВ<sub>1</sub> може бути в гіршому випадку рівним максимальному робочому струму будь-якого з двох трансформаторів (Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>). У свою чергу, для кожного з трансформаторів I<sub>max.роб.</sub>, при введеному АВР, не повинно бути більше 0,65-0,7 його номінального значення з тим, щоб не викликати неприпустиме перевантаження залишившогося в роботі трансформатора.

$$I_{сзQB1} \geq \frac{K_o \cdot K_{сзн}}{K_b} \cdot I_{роб.макс.QB1},$$

де K<sub>o</sub> – коефіцієнт відбудови, враховує похибку реле та необхідний запас – для реле

РТ-40, РТ-80 – K<sub>o</sub> = 1,1...1,2;

K<sub>b</sub> – коефіцієнт повернення реле – для реле РТ-40, РТ-80 K<sub>b</sub> = 0,8...0,85;

I<sub>сзн</sub> – коефіцієнт самозапуску, значення якого залежить від схеми і параметрів мережі живлення, від виду навантаження і його параметрів, від обраних параметрів спрацьовування захисту і автоматики;

I<sub>роб.макс.QB1</sub> – максимальний робочий струм через секційний вимикач підстанції.

$$I_{роб.макс.QB1} = 0,7 \cdot I_{нТ1} = \frac{0,7 \cdot S_{нТ1}}{\sqrt{3} \cdot U_{срН}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 979,75 \text{ A}$$

Наближений розрахунок самозапуску електродвигунів.

Опір узагальненого навантаження в режимі самозапуску в іменованих одиницях. Вважаємо, що потужність навантаження дорівнює 0,7·S<sub>нТ</sub>.

$$X_{нав} = \frac{X_{*нав} \cdot U_{ср.Н}}{\sqrt{3} \cdot I_{роб.макс.QB1}} = \frac{0,35 \cdot 6,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 979,75} = 1,36 \text{ Ом}$$

Струм самозапуску визначаємо як струм трифазного КЗ за еквівалентним опором, приведеним до ступеня НН:

$$Z_e = (jX_{G.макс} + R_{W1} + jX_{W1} + jX_{T.min}) \cdot \left( \frac{U_{срН}}{U_{срВ}} \right)^2 + jX_{нав}$$

									Арк
									98
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$$Z_e = (j12,023 + 2,14 + j2,22 + j57,155) \cdot \left(\frac{6,6}{115}\right)^2 + j0,35 = (0,0066 + j0,585) \text{ Ом}$$

Струм самозапуску:

$$I_{c3n} = \frac{U_{cpH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_e^2 + X_e^2}} = \frac{6,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,0066^2 + 0,585^2}} = 6511,411 \text{ A};$$

Коефіцієнт самозапуску:

$$K_{c3n} = \frac{I_{c3n}}{I_{роб.макс.QB1}} = \frac{6511,411}{979,75} = 6,646$$

Мінімальна залишкова (початкова) напруга на шинах підстанції на початку самозапуску:

$$U_{min} = \sqrt{3} \cdot I_{c3n} \cdot X_{нав} = \sqrt{3} \cdot 6511,4 \cdot 0,35 = 3947,3 \text{ B}$$

Перевірка можливості самозапуску електродвигунів навантаження:

$$U_{*min} = \frac{U_{min}}{U_n} = \frac{3947,3}{6000} = 0,658 \geq (0,55 \dots 0,7) \cdot U_n;$$

тобто самозапуск можливий.

Струм спрацьовування МСЗ, встановленого на секційному вимикачі QB<sub>1</sub>:

$$I_{c3QB1} = \frac{K_o \cdot K_{c3n}}{K_e} \cdot I_{роб.макс.QB1} = \frac{1,1 \cdot 6,646}{0,85} \cdot 979,75 = 8426,5 \text{ A}$$

Коефіцієнт чутливості захисту на секційному вимикачі QB<sub>1</sub> в основній зоні:

$$K_u = \frac{I_{KminHH}^{(2)}}{I_{c3QB1}} = \frac{17974}{3119,1} = 5,76 > 1,5 - \text{відповідає вимогам ПУЕ}$$

Час спрацьовування МСЗ на QB<sub>1</sub>:

$$t_{c3QB1} = t_{c3W2} + \Delta t = 1,6 + 0,4 = 2 \text{ c}$$

де  $\Delta t = (0,3 \dots 0,5) \text{ c}$  – ступінь селективності.

Струм спрацьовування МСЗ трансформатора, встановленого на стороні ВН. В якості струму спрацьовування приймаємо найбільше значення, знайдене за наступними умовами:

1) по умові налагодження від самозапуску електродвигунів навантаження:

									Арк
									99
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	MP.5.8.141.001.ПЗ				

$$I_{сз} \geq \frac{K_o \cdot K_{сзн}}{K_6} \cdot I_{роб.макс.Т1},$$

де  $K_{сзн}$  – коефіцієнт самозапуску для максимального робочого струму трансформатора, що захищається, з урахуванням допустимого тривалого перевантаження в аварійних режимах;

$$I_{роб.макс.Т1} = 1,4 \cdot I_{НТ1} = 1,4 \cdot 80,32 = 112,45 \text{ А.}$$

Наближений розрахунок самозапуску електродвигунів.

Опір навантаження в іменованих одиницях:

$$X_{нав} = \frac{X_{*нав} \cdot U_{срВ}}{\sqrt{3} \cdot I_{роб.макс.Т1}} = \frac{0,35 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 112,45} = 206,84 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску визначається, як струм трифазного КЗ за еквівалентним опором:

$$\begin{aligned} Z_E &= jX_{G.макс} + R_{W1} + jX_{W1} + jX_{Tmin} + jX_{нав} = \\ &= j12,023 + 2,14 + j2,22 + j57,155 + j206,84 = (2,14 + j278,238) \text{ Ом} \end{aligned}$$

Струм самозапуску:

$$I_{сзн} = \frac{U_{срВ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_e^2 + X_e^2}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,14^2 + 278,24^2}} = 238,62 \text{ А.}$$

Коефіцієнт самозапуску:

$$K_{сзн} = \frac{I_{сзн}}{I_{роб.макс.Т1}} = \frac{238,62}{112,45} = 2,122.$$

Мінімальна залишкова (початкова) напруга на шинах підстанції на початку самозапуску:

$$U_{min} = \sqrt{3} \cdot I_{сзн} \cdot X_{нав} \left( \frac{U_{срН}}{U_{срВ}} \right) = \sqrt{3} \cdot 925 \cdot 206,84 \cdot \left( \frac{6,6}{115} \right) = 19018,4 \text{ В.}$$

Перевірка можливості самозапуску електродвигунів навантаження:

$$U_{*min} = \frac{U_{min}}{U_n} = \frac{19018,465}{6000} = 3,17 \geq (0,55 \dots 0,7) \cdot U_n.$$

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			100

тобто самозапуск можливий.

$$I_{сз} = \frac{K_o \cdot K_{сзп}}{K_6} \cdot I_{роб.макс.Т1} = \frac{1,1 \cdot 2,122}{0,85} \cdot 112,45 = 308,8 \text{ A}.$$

2) по умові налагодження від струму перевантаження від дії пристрою АВР трансформаторів (встановленого на QB<sub>1</sub>), в результаті чого до працюючого з навантаженням трансформатора Т<sub>1</sub> підключається загальмоване навантаження відключившогося трансформатора Т<sub>2</sub>. Оскільки навантаження підприємства задане як загальнопромислове, тобто має в своєму складі незначну частку високовольтних двигунів, то струм спрацьовування визначається за спрощеним виразом:

$$I_{сз} \geq K_o \cdot (K_{сзп} \cdot I_{роб.макс.Т2} + I_{роб.макс.Т1})$$

де  $I_{роб.макс.Т1} = I_{роб.макс.Т2} = 0,7 \cdot I_{НТ1}$

$K_{сзп}$  – коефіцієнт самозапуску навантаження, підключеного до трансформатора Т<sub>2</sub> (приймаємо рівним значенню, отриманому для відповідного робочого струму).

$$I_{сз} = 1,1 \cdot (2,122 \cdot 0,7 \cdot 80,32 + 0,7 \cdot 80,32) = 193,1 \text{ A}$$

$$308,803 \text{ A} > 193,084 \text{ A}$$

3) за умовою узгодження з захистом на секційному вимикачі QB<sub>1</sub>:

$$I_{сз} \geq K_{нс} \cdot (I_{сзQB1} + I_{роб.макс.Т1}) \cdot \frac{U_{срН}}{U_{срВ}} = 1,2 \cdot (3119,1 + 0,7 \cdot 80,32) \cdot \frac{6,6}{115} = 218,7 \text{ A}$$

де  $K_{нс} = 1,2 \dots 1,25$  – коефіцієнт надійності узгодження;

$$I_{роб.макс.Т1} = 0,7 \cdot I_{НТ1}$$

До подальшого розрахунку приймаємо найбільший  $I_{сз} = 308,803 \text{ A}$ .

Струм спрацьовування реле і мінімальні струми в реле при КЗ в основній і резервній зонах:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{308,8 \cdot \sqrt{3}}{30} = 17,83 \text{ A}$$

де  $K_{сх}$  – коефіцієнт схеми;

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		101



$K_1$  – коефіцієнт трансформації ТС.

$$I_{min PO} = \frac{I_{K_4 min HH}^{(2)} \cdot K_{cx}}{K_1} = \frac{470 \cdot \sqrt{3}}{30} = 27,135 \text{ A}$$

$$I_{min PP} = \frac{I_{K_5 min KL}^{(2)} \cdot K_{cx}}{K_1} = \frac{444 \cdot \sqrt{3}}{30} = 25,684 \text{ A}$$

де  $I_{K_4 min HH}^2$  – мінімальний струм двофазного КЗ на шинях НН трансформатора;

$I_{K_5 min KL}^2$  – мінімальний струм двофазного КЗ в кінці відхідної від шин НН трансформатора кабельної лінії.

Чутливість захисту в основній і резервній зонах МСЗ при заданій роздільній роботі трансформаторів:

$$K_{uo} = \frac{I_{min PO}}{I_{cp}} = \frac{27,135}{17,83} = 1,522 > 1,5$$

$$K_{up} = \frac{I_{min PP}}{I_{cp}} = \frac{25,684}{17,83} = 1,441 > 1,2$$

Таким чином, коефіцієнт чутливості в основній і резервній зоні захисту задовольняє вимогам ПУЕ.

## 7.6 Розрахунок параметрів спрацьовування МСЗ трансформатора з пуском по напрузі

На трансформаторах з великими межами регулювання напруги під навантаженням і, в зв'язку з цим, істотною відмінністю між струмами КЗ за трансформатором, а також при  $K_{сзп} > 2$ , МСЗ виконується з пусковим органом напруги, що дозволяє підвищити чутливість захисту.

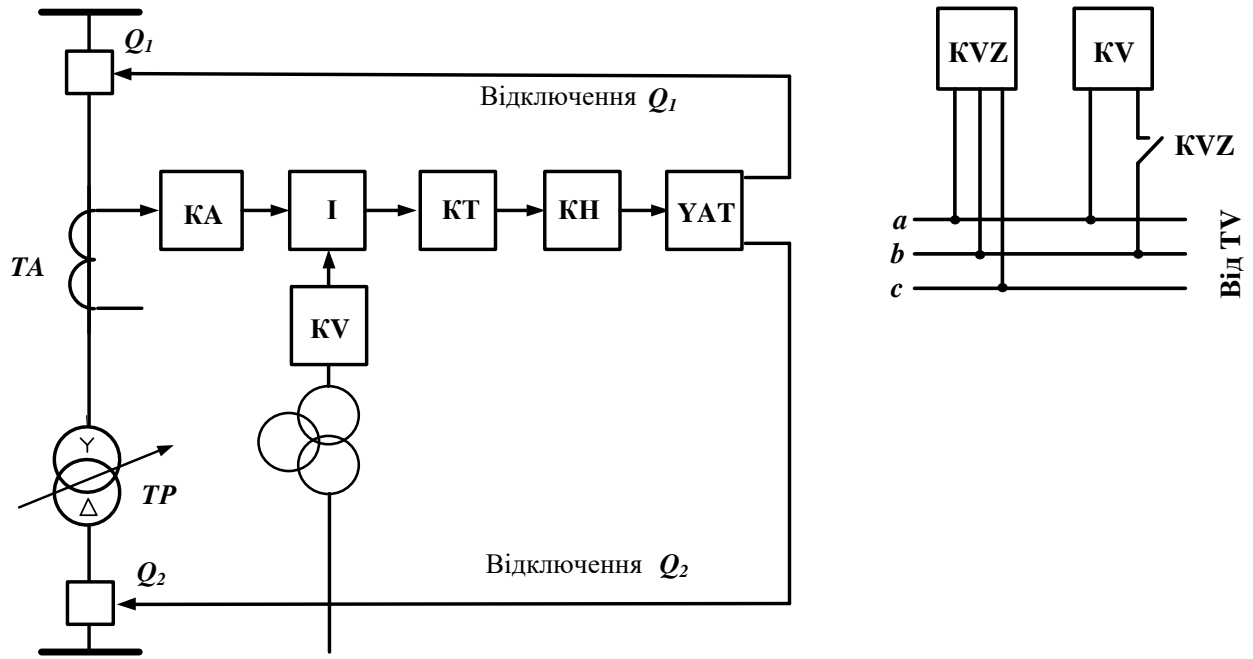


Рисунок 7.8- Функціональна схема МСЗ трансформатора з пуском по напрузі

При КЗ на шинах НН напруга на пусковому органі KV різко знижується, що призводить до його спрацьовування. У той же час через трансформатор проходить струм КЗ, що викликає спрацьовування струмового вимірювального органу КА. Одночасне спрацьовування органів КА і KV, включених за логічної схемою I, призводить до запуску реле часу KT і до відключення трансформатора. В інших випадках збільшення струму через трансформатор (самозапуск електродвигунів навантаження або підключення додаткового навантаження) напруга на шинах НН знижується не так значно як при КЗ, KV при правильному його налаштуванні не спрацьовує і захист не може діяти на відключення.

Комбінований пусковий орган виконується з одним мінімальним реле напруги KV (типу РН-50), включеним на міжфазову напругу, і одним фільтром-реле напруги зворотної послідовності KVZ (типу РНФ-М), що розривають своїм контактом коло обмотки KV.

У нормальному режимі розмикаючий контакт KVZ замкнутий і через нього подається напруга на обмотку KV. При несиметричному КЗ з'являється напруга зворотної послідовності, спрацьовує KVZ і розмикає контакт в колі KV, в резуль-

таті KV втрачає живлення, повертається і перемикає свої контакти. Здійснюється пуск МСЗ.

При симетричному (трифазному) КЗ реле KVZ не спрацьовує, але напруга знижується на всіх фазах, в тому числі і на тих, до яких підключене реле KV. Тому воно повернеться, якщо напруга знизиться нижче його напруги повернення  $(0,5 \dots 0,6) \cdot U_{ном}$ . Здійснюється пуск МСЗ.

Струм спрацьовування МСЗ як найбільше значення, отримане з трьох, розглянутих вище, розрахункових умов ( $K_{сзп} = 1$ ).

$$I_{сз} = \frac{K_o \cdot K_{сзп}}{K_6} \cdot I_{роб.макс.Т1} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,85} \cdot 80,32 = 103,9 \text{ А}$$

$$I_{сз} = K_o \cdot (I_{роб.макс.Т2} + I_{роб.макс.Т1}) = 1,1 \cdot (0,7 \cdot 80,32 + 0,7 \cdot 80,32) = 141,36 \text{ А}$$

$$I_{сз} = K_{нс} \cdot (I_{сз.QB1} + I_{роб.макс.Т1}) \cdot \frac{U_{срН}}{U_{срВ}} = 1,2 \cdot (3119,1 + 0,7 \cdot 80,32) \cdot \frac{6,6}{115} = 218,7 \text{ А}$$

До подальшого розрахунку приймаємо більше значення  $I_{сз} = 218,68 \text{ А}$ .

Струм спрацьовування реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_1} = \frac{218,7 \cdot \sqrt{3}}{30} = 12,625 \text{ А}$$

Чутливість захисту по струму в основній і резервній зонах МСЗ при заданій роздільній роботі трансформаторів.

$$K_{чо} = \frac{I_{minPO}}{I_{ср}} = \frac{27,135}{12,625} = 2,163 > 1,5$$

$$K_{чр} = \frac{I_{minPP}}{I_{ср}} = \frac{25,684}{16,3} = 1,576 > 1,2$$

Таким чином, коефіцієнти чутливості в основній і резервній зонах захисту задовольняють вимогам ПУЕ [3].

Первинні напруги спрацьовування захисту.

Для мінімального реле напруги типу РН-54, включеного на міжфазову напругу, напругу спрацьовування вибираємо за умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ.

$$U_{сз} = \frac{U_{min}}{K_o \cdot K_b} = \frac{19018,5}{1,2 \cdot 1,2} = 13207,3 \text{ В}$$

де  $U_{min}$  – міжфазова напруга в місці установки захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього КЗ (приймаємо найменше значення  $U_{min}$  з виконаних раніше розрахунків самозапуску);

$K_o = 1,2$  – коефіцієнт відбудови;

$K_b = 1,2$  – коефіцієнт повернення.

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{cp} = \frac{U_{сз}}{K_U} = \frac{13207,26}{60} = 220,1 \text{ В}$$

де  $K_U = 6000/100 = 60$  – коефіцієнт трансформації ТН.

Напругу спрацьовування фільтра-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-1М вибираємо з умови забезпечення відбудови від напруги небалансу фільтра в нормальному режимі:

$$U_{2cp} = 0,06 \cdot U_n = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В}$$

що відповідає мінімальній уставці реле типу РНФ-1М з межами шкали 6-12 В;

$U_n$  – номінальна вторинна напруга ТН.

Первинна напруга спрацьовування фільтра-реле:

$$U_{2сз} = U_{2cp} \cdot K_U = 6 \cdot 60 = 360 \text{ В}$$

Чутливість захисту по напрузі в резервній зоні МСЗ.

Як показує аналіз, чутливість фільтра-реле напруги зворотної послідовності і мінімального реле напруги з великим запасом, забезпечується при всіх видах КЗ на шинах СН і НН, тобто в основній зоні захисту.

Коефіцієнт чутливості при КЗ в зоні резервування для мінімального реле напруги:

									Арк
									105
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата					

$$K_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{сз}} \cdot K_{\text{в}}}{U_{\text{ост.макс}}} \geq 1,2 ,$$

де  $K_{\text{в}} = 1,2$  – коефіцієнт повернення реле враховується, оскільки в разі трифазного КЗ короткочасно з'являється напруга зворотної послідовності, спрацьовує фільтр-реле, і тоді мінімальне реле напруги працює на поверненні;

$U_{\text{ост.макс}}$  – міжфазова напруга в місці установки ТН, від якого живляться реле, при металевому трифазному КЗ в розрахунковій точці, коли зазначена напруга має максимальне значення:

$$U_{\text{ост.макс}} = \sqrt{3} \cdot I_{K5,\text{макс}}^{(3)} \cdot \sqrt{R_{W2}^2 + X_{W2}^2} = \sqrt{3} \cdot 188 \cdot \sqrt{0,321^2 + 0,028^2} = 10500 \text{ В}$$

$$K_{\text{ч}U} = \frac{13207,26 \cdot 1,2}{10500} = 1,51 > 1,2$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в зоні резервування для фільтра-реле напруги зворотної послідовності:

$$K_{\text{ч}2U} = \frac{U_{2\text{min}}}{U_{2\text{сз}}}$$

де:  $U_{2\text{min}}$  – міжфазова напруга зворотної послідовності в місці установки ТН, від якого живиться фільтр-реле, при металевому КЗ між двома фазами в розрахунковій точці в режимі, при якому зазначена напруга мінімальна.

$$U_{2\text{min}} = \frac{U_{\text{НН}}}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{K5,\text{min}}^2 \cdot \sqrt{R_{W2}^2 + X_{W2}^2} = \frac{6000}{2} - \sqrt{3} \cdot 201 \cdot \sqrt{0,321^2 + 0,028^2} = 2887,8 \text{ В}$$

$$K_{\text{ч}2U} = \frac{2887,82}{360} = 8,021 > 1,2$$

Час спрацьовування для першого ступеня МСЗ трансформатора, що діє на відключення вступного вимикача, вибираємо на ступінь селективності більше, ніж час спрацьовування МСЗ встановленого на секційному вимикачі  $QB_1$ :

$$t'_{\text{сз}T1} = t_{\text{сз}QB1} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

де  $\Delta t = 0,3 \dots 0,6 \text{ с}$  – ступінь селективності.

Для другого ступеню, діючого на включення короткозамикача:

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			106

$$t'_{c3T1} = t'_{c3T1} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Обидві витримки часу можуть бути виконані одним реле часу з імпульсними і замикаючим контактами, наприклад, РСВ-13.

### 7.7 Розрахунок максимального струмового відсічення лінії живлення

Струм спрацьовування захисту максимального струму відсічення (МСВ) вибираємо за двома розрахунковими умовами:

- 1) по умові налагодження від максимального струму трифазного КЗ за трансформатором Т<sub>1</sub>:

$$I_{co} = K_o \cdot I_{K4max}^{(3)} = 1,2 \cdot 889 = 1067 \text{ А}$$

- 2) по умові налагодження від кидка намагнічуючого струму трансформатора:

$$I_{co} = 4 \cdot I_{HT1} = 4 \cdot 80,32 = 321,2 \text{ А}$$

До подальшого розрахунку приймаємо більше значення струму  $I_{co} = 1067 \text{ А}$ .

Чутливість МСВ в мінімальному режимі при двофазному КЗ в кінці лінії:

$$K_{co} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{co}} = \frac{3198}{1066,8} = 3,0 > 1,5$$

Час спрацьовування МСВ приймаємо рівним –  $t_{co} = 0,1 \text{ с}$ .

### 7.8 Розрахунок комбінованого струмового відсічення лінії живлення

У разі недостатньої чутливості МСВ, його доповнюють пусковим мінімальним органом напруги - так званим комбінованим струмовим відсічення по струму і напрузі.

Струм спрацьовування комбінованого струмового відсічення за двома розрахунковими умовами:

- 1) за умови забезпечення достатньої чутливості при двофазному КЗ в кінці захищаємої лінії:

$$I_{сок} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{K_{ч.необ}} = \frac{3198}{1,5} = 2132 \text{ А}$$

						МР.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			107

2) за умови налагодження від струмів самозапуску електродвигунів в режимі АПВ живлячої лінії в разі несправності в колах напруги:

$$I_{\text{сок}} = K_o \cdot K_{\text{сп}} \cdot I_{\text{роб.макс}} = 1,2 \cdot 2,15 \cdot 80,32 = 207,23 \text{ A}$$

До подальшого розрахунку приймаємо більший струм:  $I_{\text{сок}} = 2132 \text{ A}$ .

Напругу спрацьовування вибираємо з наступних умов:

1) з умови налагодження від залишкової напруги в місці установки захисту при КЗ за трансформатором і при проходженні по лінії струму, рівного струму спрацьовування відсічення:

$$U_{\text{сок}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{сок}} \cdot \sqrt{R_{W1}^2 + (X_{W1} + X_{T1min})^2}}{K_o} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 2132 \cdot \sqrt{2,14^2 + (2,22 + 57,155)^2}}{1,2} = 182832 \text{ B}$$

2) напруга спрацьовування відсічення повинна знаходитися в межах  $U_{\text{сок}} = (0,15 \dots 0,65) \cdot U_n$ . Нижня межа визначається мінімальною уставкою стандартних реле напруги (РН). Верхня межа визначається необхідністю відбудови від можливих знижень напруги в мережі:

$$U_{\text{сок}} \leq \frac{U_{\text{роб.мін}}}{K_o \cdot K_g} = \frac{0,9 \cdot 110000}{1,2 \cdot 1,2} = 68750 \text{ B}$$

З двох отриманих значень вибираємо менше  $U_{\text{сок}} = 68750 \text{ B}$ .

Коефіцієнт чутливості комбінованого СВ по напрузі:

$$K_{\text{чU}} = \frac{U_{\text{сок}}}{U_{\text{зал.макс}}} = \frac{68750}{10500,2} = 6,548 > 1,5$$

де  $U_{\text{зал.макс}}$  – залишкова напруга в місці установки відсічення.

$$U_{\text{зал.макс}} = \sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot \sqrt{R_{W1}^2 + X_{W1}^2} = \sqrt{3} \cdot 4610 \cdot \sqrt{2,14^2 + 2,22^2} = 24621 \text{ B}$$

В даному випадку комбіноване СВ ефективно, тому що чутливість захисту по напрузі задовольняє вимогам ПУЕ.

## 7.9 Розрахунок максимального струмового захисту лінії живлення

Струм спрацьовування МСЗ ПЛ, виходячи з трьох розрахункових умов:

- 1) за умови забезпечення неспрацьовування захисту при відновленні живлення після безструмової паузи дією АПВ захищеної лінії або АВР на підстанції, розташованій ближче до джерела живлення:

$$I_{сз} = \frac{K_o \cdot K_{сзн}}{K_b} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,2 \cdot 2,15}{0,85} \cdot 112,5 = 341,3 \text{ A}$$

де  $K_o = 1,1 \dots 1,2$  – коефіцієнт відбудови;

$K_b = 0,8 \dots 0,85$  – коефіцієнт повернення;

$I_{роб.макс} = 1,4 \cdot I_{НТ1}$ .

- 2) за умовою неспрацьовування захисту при включенні додаткового навантаження, дією пристрою АВР на підстанції, яка отримує живлення від захищеної лінії:

$$I_{сз} = K_o \cdot (K_{сзн} \cdot I_{роб.макс.W2} + I_{роб.макс.W1}) = \\ = 1,2 \cdot (2,15 \cdot 0,7 \cdot 80,32 + 0,7 \cdot 80,32) = 212,53 \text{ A}$$

- 3) за умовою узгодження з МСЗ трансформатора  $T_1$ :

$$I_{сз} = K_{нс} \cdot (I_{сзТ1} + I_{роб.макс.W1}) = 1,2 \cdot (218,7 + 0,7 \cdot 80,32) = 330 \text{ A}$$

де  $K_{нс} = 1,2 \dots 1,3$  – коефіцієнт надійності узгодження.

До подальшого розрахунку приймаємо найбільший струм  $I_{сз} = 330 \text{ A}$ .

Коефіцієнт чутливості захисту в основній і резервній зонах:

$$K_{чо} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{3198}{330} = 9,7 > 1,5$$

$$K_{чр} = \frac{I_{K4min}^{(3)}}{I_{сз}} = \frac{543}{330} = 1,65 > 1,2$$

Таким чином, МСЗ живильної лінії задовольняє вимогам чутливості в основній і резервній зонах захисту.



## 8 Нормативна база з організації охорони праці на підприємствах текстильної промисловості

### 8.1 Загальновиробничі вимоги з охорони праці

1 Спосіб та місце прокладання кабелів і проводів на території підприємства необхідно здійснювати відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 06.10.97 № 257, зареєстрованих в Мін'юсті України 13.01.98 за № 11/2451 (далі - НПАОП 40.1-1.01-97) та пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004 [8,9].

2 Для всіх будинків та приміщень виробничого, складського призначення і лабораторій повинна бути визначена категорія з вибухопожежної та пожежної небезпеки відповідно до НАПБ "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. ОНТП 24-86", затвердженого наказом МВС СРСР від 27.02.86 № 6141-1 (далі - НАПБ Б.07.005-86), а також клас зони відповідно до вимог Правил будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок, затверджених наказом Мінпраці України від 21.06.2001 № 272 (далі - НПАОП 40.1-1.32-01), у тому числі для зовнішніх виробничих і складських ділянок, які необхідно позначити на входних дверях до приміщення, а також у межах зон усередині приміщень та ззовні.

3 Небезпечні зони на території промислових майданчиків підприємств, транспортних шляхів, у виробничих приміщеннях і на робочих місцях повинні бути позначені знаками безпеки відповідно до ГОСТ "Цвета сигнальные и знаки безопасности" (ГОСТ 12.4.026-76) і обгороджені.

4 Об'ємно-планувальні, конструктивні рішення, а також санітарно-технічне обладнання виробничих будівель і споруд повинні відповідати вимогам СНиП "Производственные здания", затверджених постановою Держбуду СРСР від 30.01.86 № 287 (далі – СНИП 2.09.02-85), СНиП "Складские здания", затверджених

					МР.5.8.141.001.ПЗ			
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Єгоров Є				“Нормативна база з організації охорони праці на підприємствах текстильної промисловості”	Літ	Аркуш	Аркушів
Керівник.	Лебединский					В	110	117
Н. контр.	Єфімов Г.П				СумДУ ЕТмдн-91п			
Затверд.	Лебединский							

постановою Держбуду СРСР від 30.12.85 № 280 (далі - СНиП 2.11.01-85), ДБН "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва", затверджених наказом Держбуду України від 03.12.2002 № 88 (далі - ДБН В.1.1-7-2002), ДБН "Природне і штучне освітлення", затверджених наказом Мінбуду України від 15.05.2006 № 168 (далі - ДБН В.2.5-28:2006) та цих Правил.

5 Під час електрозварювальних і газозварювальних робіт слід дотримуватися вимог Правил з техніки безпеки і виробничої санітарії при виробництві ацетилену, кисню і газополуменевій обробці металів, затверджених Мінхімашем СРСР 08.07.85 (НПАОП 0.00-1.43-85), та пунктів 8.1.1-8.1.3 НАПБ А.01.001-2004

### 8.3. Освітлення

1 Виробничі, побутові, допоміжні та інші приміщення повинні мати штучне та природне освітлення відповідно до ДБН В.2.5-28:2006 та пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004. Природне освітлення повинно бути максимально використане. Для захисту працівників від прямих сонячних променів необхідно застосовувати штори, жалюзі тощо.

2 Робочі місця, крім загального, повинні мати місцеве освітлення.

3 Машини повинні бути обладнані світильниками денного світла для забезпечення нормованої освітленості і рівномірного світлового потоку на робочу поверхню машини.

4 У темну пору доби або за поганої видимості (туман, дощ, снігопад) територія підприємства, місця руху людей та руху транспортних засобів, майданчики, стоянки, а також робочі місця повинні бути освітлені відповідно до вимог ДБН В.2.5-28:2006, яке повинно бути виконано відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 та Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 09.01.98 № 4, зареєстрованих в Мін'юсті України 10.02.98 за № 93/2533 (далі - НПАОП 40.1-1.21-98).

5 Роботодавець повинен забезпечити проведення контролю освітленості не рідше одного разу на рік та після кожної групової заміни ламп. Вимірювання рівня

					МП.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		111

освітленості повинно проводитись відповідно до вимог ДСТУ "Здания и сооружения. Методы измерения освещенности" (ДСТУ Б.В.2.2.6-97).

6 Очищення від забруднення віконного скла та ліхтарів приміщень повинно здійснюватись згідно з ДБН В.2.5-28:2006 не менше двох разів на рік (або в залежності від забруднення).

7 Очищення світильників та арматури повинно здійснюватися тільки після виконання напруги електричної мережі та їхнього охолодження (перевіряється їх стан, зіпсовані вузли та деталі підлягають заміні). Під час виконання цієї роботи слід використовувати спеціально призначені пересувні вишки, випробувані драбини тощо. Світильники для вибухопожежонебезпечних приміщень повинні відповідати вимогам НПАОП 40.1-1.32-01 та пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004 залежно від класу вибухопожежонебезпеки. Для освітлення таких приміщень необхідно встановлювати щільні світильники. Ремонт і нагляд за справністю проводів, вимикачів ламп, запобіжників, рубильників та іншої апаратури необхідно здійснювати відповідно до НПАОП 40.1-1.01-97

8 Роботодавець повинен наказом призначати відповідальних працівників за утримання й експлуатацію освітлювальних приладів.

### **8.3 Електроустановки й електросилове обладнання**

1 Експлуатація електроустановок, електричних станцій і підстанцій та електричних мереж повинна проводитись з дотриманням вимог електробезпеки відповідно до вимог пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004, Правил захисту від статичної електрики, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці України від 22.04.97 № 103 (далі - НПАОП 0.00-1.29-97), Правил експлуатації електрозахисних засобів, затверджених наказом Мінпраці України від 15.06.2001 (далі - НПАОП 40.1-1.07-01, ГОСТ "ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования" (ГОСТ 12.1.013-78), ГОСТ "Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля" (ГОСТ 12.1.045-84), ГОСТ "ССБТ. Машины электрические, вращающиеся. Требования безопасности" (ГОСТ

					МП.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		112

12.2.007.1-75), Державних санітарних норм і правил при роботі з джерелами електромагнітних полів, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 18.12.2002 № 476, зареєстрованих в Мін'юсті України 13.03.2003 за № 203/7524 (далі - ДСН 3.3.6.096-02), експлуатаційної документації та цих Правил.

2. Електропроводка та арматура силової та освітлювальної мережі у виробничих приміщеннях повинні бути надійно ізольовані і захищені від впливу високої температури, механічних пошкоджень і хімічної дії згідно з вимогами пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004.

3. Експлуатацію електрозахисних засобів, що використовуються під час експлуатації та ремонту електропроводок, потрібно здійснювати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.07-01.

4. Електрообладнання повинне мати надійне захисне заземлення (занулення) відповідно до вимог ГОСТ "ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление" (далі – ГОСТ 12.1.030-81) та бути захищеним від попадання пилу, вологи тощо.

5. Стан ізоляції і надійність заземлення щорічно та після капітального ремонту потрібно перевіряти контрольно-вимірювальними приладами і складанням відповідного протоколу (акта).

6. Електроприлади й електрообладнання, установлені на обладнанні (машинах) та ізольовані від його станини, повинні мати самостійне занулення, заземлення. У разі порушення або несправності заземлення електричні установки повинні бути негайно вимкнені і вжито заходів до відновлення заземлення. Щорічно необхідно проводити заміри опору ізоляції електричних мереж згідно з вимогами пункту 5.1 НАПБ А.01.001-2004.

7. Обладнання (машини), під час роботи якого можливе утворення статичної електрики, повинне мати пристрій, який виключає можливість її накопичення. Захист від статичної електрики необхідно проводити згідно з вимогами НПАОП 0.00-1.29-97.

					МП.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		113

8. Увімкнення до електричної мережі ручних переносних інструментів необхідно здійснювати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 та ГОСТ "ССБТ. Машины ручные электрические. Общие требования безопасности и методы испытаний" (ГОСТ 12.2.013-91).

9. Усі будинки, споруди та зовнішні установки повинні бути захищені від потрапляння блискавки і вторинних її проявів відповідно до вимог чинного законодавства.

10. Роботодавець повинен призначити наказом відповідальних працівників за утримання і експлуатацію електроустановок та електросилового обладнання.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		114

## Висновки

В результаті виконання дипломної роботи була розроблена система електропостачання текстильної фабрики. Підприємство отримує живлення від енергосистеми по двоколовій повітряній лінії електропередачі довжиною 5 км напругою 110 кВ. В якості пункту прийому електроенергії використовується Двотрансформаторна підстанція глибокого введення з трансформаторами потужністю 16000 кВА. Вся електроенергія розподіляється на напрузі 10 кВ по кабельних лініях. В системі розподілу присутній розподільний пункт.

Розрахункові навантаження цехів визначені за методом коефіцієнта попиту. В якості розрахункового навантаження по фабриці в цілому прийняли навантаження, визначене методом коефіцієнта попиту. Була побудована картограма електричних навантажень, по якій було визначено центр електричних навантажень. На підставі техніко-економічного розрахунку було обрано раціональну напругу живлення фабрики.

Були обрані силові трансформатори типу ТДН-16000/110. Лінії живлення марки АС-70, які прокладаються на сталевих опорах. Було вибрано раціональну напругу розподілу електроенергії 6 кВ. На території фабрики розташовані 18 цехових трансформаторних підстанцій 10 / 0,4 кВ та 2 силові пункти 0,4 кВ. Живлення цехів здійснюється по кабельних лініях, прокладених в землі.

Для вибору елементів схеми електропостачання був проведений розрахунок струмів короткого замикання в чотирьох точках. На підставі цих даних були обрані апарати на сторонах 110 кВ, 10 кВ і 0,4 кВ, а також проведена перевірка КЛЕП на термічну стійкість.

Був розглянутий релейний захист трансформатора на ГПП.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		115

## Література

- 1 <https://abiturient.vstu.by/ru/proizvodstvo-tekstilnykh-materialov-texnologiya-i-menedzhment/>
- 2 Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
- 3 Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт». 2017 –800 с.
- 4 СОУ-НЕС 20.178:2008 Настанова «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Мінпаливенерго України, 2008. – 78 с.
- 5 Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 122 с.
- 6 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 1. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения до 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и Е. И. Удода. – К. : «Варта», 1995. – 136 с.
- 7 Справочник-каталог. Электротехническая продукция предприятий Украины. Ч. 2. Электротехнические изделия общепромышленного исполнения выше 1000 В / под ред. В. Д. Козлова и С. Я. Меженного. – К. : НАУ, 1998. – 172 с.
- 8 Правил охорони праці для підприємств трикотажної галузі промисловості. Наказ від 22.11.2006 №4. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 11 грудня 2006 р. за № 1301/13175.
- 9 Закон України Про охорону праці, №235-IV, 22.11.2002.
- 10 Мельников М. А., “Внутрицеховое электроснабжение”: Учебное пособие – Томск: изд. ТПУ, 2002 – 143 с.
- 11 Мельников М. А., “Внутривзаводское электроснабжение”: Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 180 с.
- 12 Мельников М. А., “Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий”: Учебное пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2004 – 178 с.

						MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			116

13 ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.- К.: Держнаглядохоронпраці, 2000. - 382 с.

14 ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15 ГОСТ 12.2.002-75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

16 ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

					MP.5.8.141.001.ПЗ	Арк
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		117